

Strom in Europa: Wechsel von der Kohle zum Gas oder Modernisierung der Stromerzeugung?

George Milojcic

Über die Art und die Richtung des Strukturwandels im Stromerzeugungssektor bestehen deutliche Diskrepanzen zwischen der öffentlichen Wahrnehmung und der tatsächlichen Entwicklung. Obwohl der Ausbau der erneuerbaren Energien sehr ambitioniert erfolgt, werden sie in der EU im Zeitraum bis 2020 und 2030 eher additive als maßgebliche Versorgungsbeiträge leisten. Vor dem Hintergrund der anspruchsvollen CO₂-Minderungsziele leitet sich daraus die Aufgabe ab, den Stromerzeugungssektor zu modernisieren und den spezifischen CO₂-Bedarf je erzeugte kWh zu senken. Hierfür gibt es zwei Möglichkeiten. Zum einen der Brennstoffwechsel von der Kohle zum Gas, zum anderen die Modernisierung der Stromerzeugung insgesamt. Eine breite Modernisierungsstrategie erlaubt es, sowohl einen ausgewogenen Energiemix zu erhalten als auch die CO₂-Minderungsziele zu erfüllen. Eine solche Strategie ist insbesondere auch vor dem Hintergrund der potenziellen Belastungen der Mitgliedstaaten, die heute in größerem Umfang Kohle nutzen, ein angemessener und kostengünstiger Weg, bei dem die spezifischen Interessen der Mitgliedstaaten und die gemeinschaftlichen Umweltziele sinnvoll miteinander verknüpft werden.

In Europa bestimmen Kohle (26,8 %), Kernkraft (27,8 %), Gas (24,0 %), Öl (3,1 %) sowie die bereits lange genutzte sog. große Wasserkraft (10,7 %) mit zusammen 92,4 % die Stromerzeugung (Abb. 1). Die verfügbaren Stromerzeugungskapazitäten umfassen insgesamt 876 GW.

Die saldierten Veränderungen der Kraftwerkskapazitäten in der EU im Zeitraum 2000 bis 2010 zeigen, dass nicht der Zubau bei den erneuerbaren Energien die maßgebliche Größe ist. Es ist der Ausbau auf Grundlage von Erdgas (Abb. 2). In der Periode erhöhte sich die Erdgaskapazität um 118 000 MW. Wind nahm um 65 000 MW



Die öffentliche Wahrnehmung des Energiesektors ist oft von Irrtümern umwölkt. Deshalb ist es so wichtig, sich auf Fakten zu stützen

Überblick

Der Artikel befasst sich mit den Auswirkungen der europäischen Energiepolitik auf die Struktur der Energieerzeugung und zeigt zwei alternative Strategien auf, die im Rahmen des Strukturwandels möglich sind. Zunächst wird auf den Status quo verwiesen und die Entwicklung hin zum aktuellen Stand des Energiemarktes beschrieben. Sodann werden Strukturmerkmale und zukünftige Herausforderungen des Marktes beleuchtet. Dabei wird gezeigt, welche Auswirkungen das CO₂-Regime auf die Ausgestaltung des Energiemixes hat. Abschließend wird die EU-Energiepolitik kritisch bewertet und ein Ausblick auf mögliche politische Instrumente gegeben.

und Photovoltaik um 26 000 MW zu. Alleine im Jahr 2010 gingen europaweit Gaskraftwerke mit einer Kapazität von 28 280 MW ans Netz. Dagegen nehmen sich der Zubau an Windkraft (9 188 MW) und der Photovoltaik (12 000 MW) bescheiden aus.

Europa ohne Roadmap

Auffallend ist dabei, dass sich die Windkraft sehr stark in Deutschland (rd. 27 200 MW) sowie Spanien (20 700 MW) konzentriert. In der gesamten EU 27 waren 2010 Windstromanlagen mit einer Gesamtleistung von 84 300 MW installiert. Von den europäischen Kapazitäten

entfallen bei der Photovoltaik, die sich in einer Größenordnung von 26 000 MW bewegen, rd. 17 300 MW auf Deutschland [1].

Was können Wind und Photovoltaik in der EU heute und in absehbarer Zeit leisten? Bei angenommenen 2 000 Volllaststunden ergibt sich eine Jahreserzeugung von rd. 169 TWh Windstrom. Die Photovoltaikanlagen erzeugen bei durchschnittlich 1 000 Volllaststunden pro Jahr etwa 26 TWh. Die zwei Hoffnungsträger können also in einem „Normaljahr“ zusammen etwa 200 TWh beitragen und damit knapp 6 % des EU-Stromverbrauchs abdecken. Selbst wenn

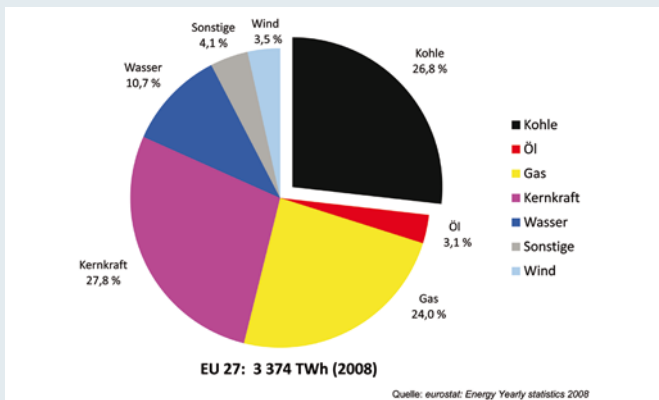


Abb. 1 Stromerzeugung in der EU 27

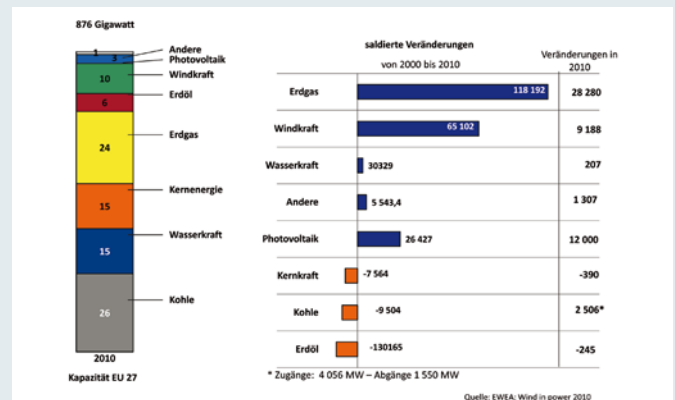


Abb. 2 Kraftwerkskapazität und saldierte Veränderungen in der EU 27 (2000-2010)

es gelingen würde, diesen Wert bis 2020 zu verdoppeln, wäre man noch weit davon entfernt, einen wirklich spürbaren Strukturwandel auf EU-Ebene zu erreichen.

In Deutschland wird der sehr ambitionierte Ausbau der EE-Stromerzeugung zunächst alleine dafür benötigt, den Ausstieg aus der Kernenergie zu kompensieren. Wird bis 2020 der Stromanteil der Erneuerbaren von derzeit 16,4 % auf 40 % erhöht, so reicht dies gerade aus, um den bisherigen Beitrag der Kernenergie zu ersetzen (Abb. 3).

Aus dieser kurzen Analyse ist abzuleiten, dass es eine vordringliche energie- und wirtschaftspolitische Aufgabe in der EU ist, sich auch mit jenen Erzeugungsverfahren zu befassen, die heute und in absehbarer Zeit einen maßgeblichen Beitrag zur Stromerzeugung leisten werden.

Vom Monopol zum Binnenmarkt

Der Rechtsrahmen, der die Struktur im Stromsektor bestimmte, war vor gut zehn Jahren vollkommen anders als heute. Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung waren als regionale Monopole organisiert. Die Verantwortung für Versorgungssicherheit, die Erfüllung der Umweltstandards und die Stromversorgung zu regulierten Preisen lagen somit überwiegend in einer Hand. In vielen Fällen waren die Unternehmen Staatseigentum. Die Stromversorgung war dem öffentlichen Dienst sehr nah.

Vor der Öffnung des Elektrizitätsmarktes gab es eine Vielzahl von strukturprägen-

den politischen Entscheidungen mit dem Ziel, den Stromerzeugungssektor robust und sicher zu gestalten. Es gab Präferenzen zugunsten der Kohle und der Kernenergie. Es bestanden beachtliche Überkapazitäten. Ein Großteil der Erzeugungskapazitäten, die heute noch zur Versorgung beitragen, stammen aus der Zeit vor der Liberalisierung. Das gilt für die meisten Kern- und Kohlenkraftwerke, aber auch für die große Wasserkraft. Vergleichbares gilt für die Netze, denn auch die Netzinfrastruktur wurde mit Sicherheitsreserven geplant.

Unter dem Motto „Europäischer Binnenmarkt und Deregulierung“ wurde die vertikal integrierte Stromwirtschaft dann in horizontal gegliederte Strukturen überführt und die regionalen Versorgungsgrenzen aufgelöst. Dieser grundsätzliche Wechsel in den Rahmenbedingungen hat die Struktur des Stromerzeugungssektors dramatisch verändert. Heute besteht eine europäische Stromwirtschaft, in der unterschiedliche Unternehmen die Tätigkeitsfelder Erzeugung, Übertragung und Verteilung wahrnehmen. Das dominante Sicherheitsdenken vergangener Tage wird heute überlagert durch ökonomische und ökologische Erwägungen.

Allerdings ist der europäische Binnenmarkt für Strom kein unregulierter Markt. Zunächst haben sich die regulativen Eingriffe auf die Schaffung des diskriminierungsfreien Netzzugangs konzentriert. Es entstanden komplexe Netzentgeltgenehmigungssysteme mit Anreizen zur Kostensenkung. Integrierte Stromunternehmen wurden aufgespalten. In Deutschland könnte der Kernenergieaus-

stieg dazu führen, dass die Regulierung auf den Bereich Versorgungssicherheit ausgeweitet wird.

Daneben sind die Vorgaben im Bereich Umweltschutz und Klimavorsorge anzusprechen. Im Zentrum steht das europäische System des anlagenbezogenen Emissionsrechtehandels mit einer bindenden europäischen CO₂-Obergrenze und weitgehend vereinheitlichten Zuteilungsregeln für die Emissionsrechte. Weitreichende Eingriffe erfolgen im Hinblick auf die erneuerbaren Energien.

Zwar wurden viele Fragestellungen, die im Zusammenhang mit dem grenzüberschreitenden Wettbewerb stehen, zwischenzeitlich abgearbeitet. Unbenommen davon werden jedoch immer wieder neue Fragen offensichtlich, weil es kein fertiges Konzept oder einen Masterplan gibt. Aus Sicht der Kohlenindustrie ist eine schwerwiegende und dringliche Frage, unter welchen Rahmenbedingungen Investitionen in moderne Ersatzkapazitäten erfolgen und wie CCS als Option in das System eingeordnet wird.

Investitionen bestimmen die Strukturentwicklung

Versorgungssicherheit im Feld der Stromerzeugung ist unbestritten sehr bedeutsam. Ein ausgewogener Energiemix ist ein angemessener strategischer Ansatz, Versorgungsrisiken zu beherrschen. Die Vermeidung der Abhängigkeit von einem Brennstoff oder von einer Technologie ist ein wichtiges Ziel der Energiepolitik. Mit anderen Worten: Diversität ist eine Stärke.

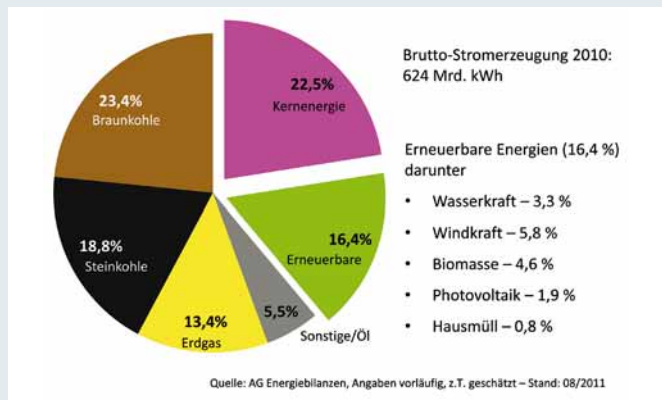


Abb. 3 Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2010

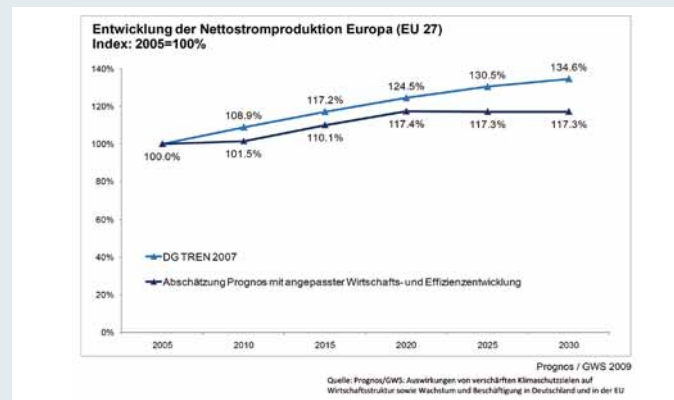


Abb. 4 Entwicklungsprognose der Stromerzeugung in der EU 27

Eine Politik der Diversität muss einen dynamischen Ansatz verfolgen. Veränderungen der Märkte und Technologieentwicklungen zwingen zu Anpassungen. Für diese Anpassungsprozesse sind Investitionen eine Voraussetzung. Dies gilt für neue effiziente Kraftwerke, für den Ausbau der erneuerbaren Energien und die Anpassung der Infrastruktursysteme zum Transport und zur Speicherung von Energie.

Die Bedeutung der Netzinfrastruktur kann nicht hoch genug veranschlagt werden. Sie entscheidet sowohl über die Wirtschaftlichkeit wie auch über die Sicherheit der Versorgung. Dieses Wissen ist Allgemeingut, wenn es um die Strom- und Gasnetze geht. Bisher wurde allerdings noch nicht hinreichend herausgearbeitet und diskutiert, welche Bedeutung eine Transport- und Speicher-Infrastruktur für Kohlendioxid in Zukunft haben wird.

Unstrittig ist, dass die Investitionen von heute die Strukturen in den kommenden Jahren prägen werden. Klar ist jedoch auch, dass unterlassene Investitionen häufig schwer nachzuholen sind und Fehlinvestitionen hohe Belastungen nach sich ziehen, die zu Wettbewerbs- oder Wohlstandsverlusten führen.

Derzeit finden Investitionen in großem Umfang nur dort statt, wo entweder der Staat sehr große Anreize setzt, vornehmlich im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, oder in Bereichen mit relativ geringem Kapitaleinsatz. Hierzu zählt insbesondere der Bau von Erdgaskraftwerken.

Aber wie können zusätzlich Investitionen in die Infrastruktur und neue Erzeugungskapazitäten angeregt werden? Wie ist sicher, dass Stromerzeugungskapazitäten in Art und Umfang zur Verfügung stehen, die unabdingbare Voraussetzung für einen funktionierenden Wettbewerb sind und über diesen zu angemessenen Preisen führen? Nicht zuletzt ist die Frage zu beantworten, wer für die Versorgungssicherheit verantwortlich ist.

Aktuelle Herausforderungen

Elektrizität ist nicht nur eine saubere Energie, die in jeder hochindustrialisierten Industrie- und Dienstleistungsgesellschaft in sehr breitem Umfang genutzt wird. Mit Strom können Effizienz und Produktivität in Industrie, Gewerbe und auch beim Kleinverbraucher gesteigert werden. Elektrizität ist in vielen Fällen auch das Werkzeug, um den Energiebedarf und damit auch den CO₂-Ausstoß zu reduzieren.

Aussagen über die künftige Struktur der EU-Stromerzeugung sind ohne eine verlässliche Abschätzung des Bedarfs sinnlos. Auch wenn zahlreiche Prognosen und unterschiedliche Abschätzungen vorliegen, besteht Übereinstimmung darin, dass der Strombedarf in der EU in den nächsten 20 Jahren voraussichtlich moderat ansteigen wird. (Abb. 4 zeigt die Ergebnisse einer Studie der Generaldirektion Energie der europäischen Kommission zum Strombedarf, die um eine von der Prognos AG entwickelte Variante ergänzt wurde [2].)

Noch heute prägen Investitionen, die vor der Marktliberalisierung getätigt wurden,

die Struktur des Erzeugungspotfolios. Strukturveränderungen laufen langsam ab, weil Kraftwerke eine lange Lebensdauer haben. Aus diesem Grund ist die Vorhersagegenauigkeit in einem Zeitraum bis 2020 vergleichsweise hoch. Erwartet werden kann ein steigender Anteil erneuerbarer Energien. Im Bereich Kernenergie sind eher Rückgänge als Zuwächse wahrscheinlich, u. a. wegen der Entscheidungen in Deutschland. Daher wird der Beitrag von Kohle und Erdgas in den kommenden Jahren vermutlich etwa in der heutigen Größenordnung von 1 500 TWh/a liegen (Abb. 5).

Was jenseits von 2020 geschieht, wird sehr stark davon abhängen, wie sich die Rahmenbedingungen im Verlauf dieses Jahrzehnts entwickeln. Allgemein werden weiter hohe Öl- und Gaspreise erwartet, weshalb weiterhin von einem für die Kohlenverstromung attraktiven Preisabstand Kohle-zu-Gas auszugehen ist. Die Investitionskosten für Kohle- und Gaskraftwerke werden sich nach den Preisausschlägen in den vergangenen Jahren wieder normalisieren, nicht zuletzt im Wettbewerb internationaler Anlagenbauer und Bauunternehmen. Mit einer Vergleichmäßigung von Investitionen werden auch Qualitätsprobleme im Anlagenbau ihr Ende finden, so dass Anlagen wieder in planbaren Zeiträumen fertiggestellt werden und ihren Leistungsbetrieb aufnehmen können.

Ob die Kernenergie im Zeitraum zwischen 2020 und 2030 eine zweite Chance erhält, ist schwer abzuschätzen, wenngleich auf diesem Feld durch Standardisierung und neue Konzepte viel zu leisten wäre. Zu be-

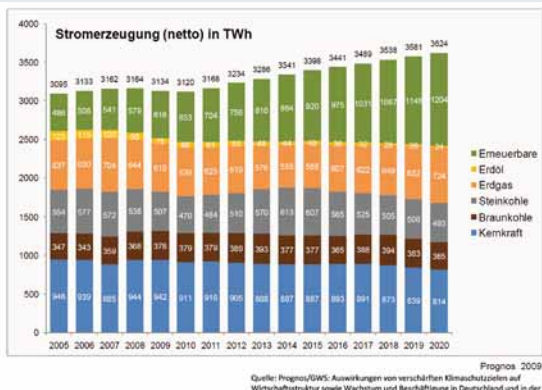


Abb. 5 Stromerzeugung nach Energieträgern in der EU 27 (Referenzszenario)

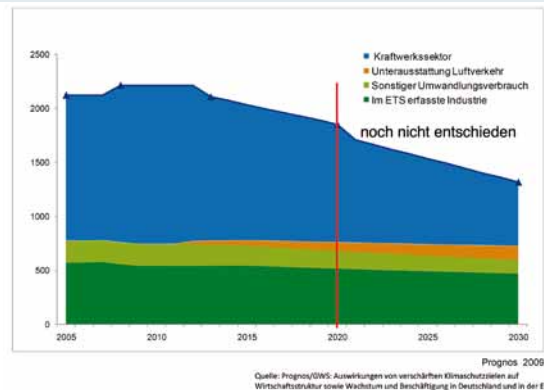


Abb. 6 CO₂-Cap für den ETS-Sektor in Europa inkl. CDM/JI im 20 %-Szenario (in Mio. t CO₂)

denken ist in diesem Kontext, dass nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima die Nutzung der Kernenergie grundlegend neu bewertet wird und sich die öffentliche Meinung in vielen EU-Ländern distanzierter darstellt bzw. bereits mehrheitlich ablehnend ist.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien in der EU wird maßgeblich durch die finanzielle Leistungskraft der Mitgliedstaaten bestimmt. Staatsverschuldung und Budgetknappheit steigern die Sensitivität der Bürger gegenüber staatlichen Belastungen, zumal den hohen Beträgen zur Förderung der erneuerbaren Energien kaum oder nur geringe Entlastungen bei anderen Abgaben gegenüberstehen. Die Aufgabe, den Industriestandort Europa international wettbewerbsfähig zu halten, ist eng an die Entwicklung der Strompreise geknüpft. Für alle dem internationalen Wettbewerb ausgesetzten Branchen sind Strompreise eine sehr sensible Größe.

Selbst die ehrgeizigsten Pläne zum Ausbau der erneuerbaren Energien implizieren, dass 2030 immer noch 60 bis 70 % des europäischen Strombedarfs durch Kernenergie oder fossile Energieträger abzudecken sind. Der Strukturwandel verläuft also im europäischen Kontext gesehen vermutlich langsamer, als in optimistischen Ausblicken erwartet. Es gibt deswegen gute Gründe, auch in Techniken zu investieren, die eine größere Last schultern können, und die Randbedingungen für ihre Entwicklung positiv zu gestalten.

Eine Analyse des europäischen Strommarktes wäre unvollständig, wenn die Begren-

zung des CO₂-Ausstoßes und das Emissionshandelssystem außer Acht blieben. Bis 2020 sind die verfügbaren CO₂-Budgets relativ gut abzuschätzen. Nach 2020 ist in der Emissionshandelsrichtlinie eine weitere Reduzierung der verfügbaren CO₂-Emissionsrechte vorgeprägt. Dabei kann davon ausgegangen werden, dass der Stromerzeugungssektor wachsendem und anhaltend hohem Druck ausgesetzt bleibt.

Solange kein weltweites CO₂-Preis- und Handelssystem etabliert ist, gibt es gute Gründe, der Industrie die Emissionsrechte kostenlos zuzuteilen. Das Thema Carbon- oder Job-Leckage ist von außerordentlicher Brisanz und die bisherigen politischen Entscheidungen zeigen, dass die Politik auf diesen Sachverhalt reagiert. Weiter kann angenommen werden, dass die Luftfahrtindustrie in der Lage ist, die für ihre Tätigkeit notwendigen CO₂-Rechte, sofern sie nicht zugeteilt werden, am Markt zu erwerben (Abb. 6).

Das CO₂-Regime bestimmt den Mix

Die für den Zeitraum bis 2030 zuvor umrissenen Randbedingungen sind in Abb. 7 vereinfacht zusammengefasst. Es wird davon ausgegangen, dass die auf der Grundlage von Kohle, Gas oder Öl erzeugte Strommenge in der EU bis 2020 in etwa konstant bleiben wird. Heute haben diese Energieträger einen Anteil von etwa 50 % an der Stromerzeugung, das entspricht etwa 1 500 TWh. Danach werden Kohle und Gas weiter beachtliche Versorgungsbeiträge leisten, die

Spannweite wird je nach Strombedarf zwischen 1 200 und 1 500 TWh liegen.

Der Erwartung, dass weiterhin große Teile der Stromversorgung in Europa durch Kohle und Gas abgedeckt werden müssen, steht das deutlich sinkende CO₂-Budget gegenüber, das für die Stromerzeugung nutzbar sein wird. Das CO₂-Budget wird zwar bis 2020 keine grundlegenden Verwerfungen hervorrufen. Danach allerdings soll es nach heutigen Planungen weiter kontinuierlich fallen, wie Abb. 7 zeigt. Im Jahr 2030 wird das CO₂-Budget in einer Größenordnung um 30 % oder 40 % kleiner angenommen als heute verfügbar.

Bevor eine Bewertung von Handlungsoptionen erfolgt, muss die Mechanik erläutert werden, die sich aus der Verknüpfung unterschiedlicher Stromerzeugungstechnologien sowie bestimmter Annahmen zum Strombedarf und zur CO₂-Verfügbarkeit ergeben. Die beiden Randbedingungen – wachsender Strombedarf und sinkende CO₂-Budgets – sind durch den Tatbestand verknüpft, dass bei der Gas- und Kohlestromerzeugung unterschiedliche Mengen an CO₂ entstehen. Im europäischen Durchschnitt werden beim Einsatz von Kohle etwa 1 kg CO₂/kWh und bei Gas etwa 0,50 kg CO₂/kWh ausgestoßen.

Aus den vier Angaben Stromerzeugung auf Basis von fossilen Brennstoffen (1), CO₂-Budget (2) und Umwandlungsfaktoren für Kohle (3) und Gas (4) lässt sich anhand von zwei Gleichungen mit zwei Unbekannten der Anteil von Kohle und von Gas am

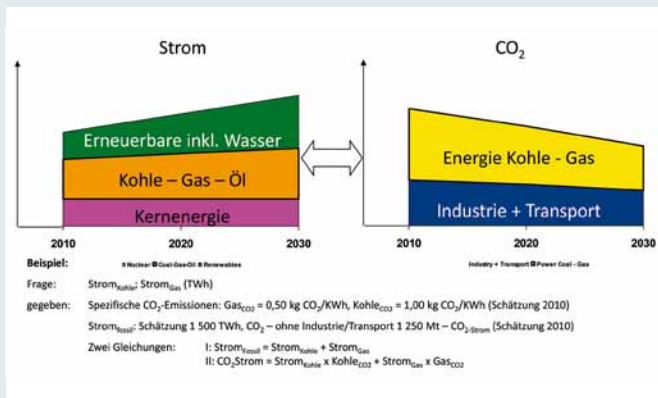


Abb. 7 Schematische Darstellung der Festlegung des Kohle-Gas-Mixes an der Stromerzeugung

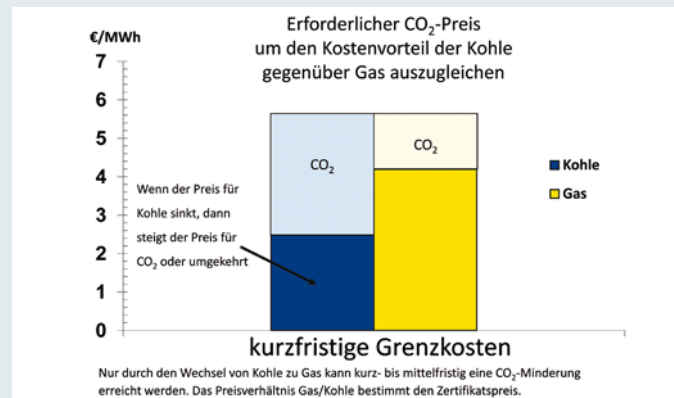


Abb. 8 Einfluss kurzfristiger Grenzkosten auf die CO₂-Preise

Energiemix ermitteln. Der Energiemix Kohle-Gas ist also eine abgeleitete Größe aus anderen Vorgaben und Annahmen. Wenn der Strombedarf fossil ($\text{Strom}_{\text{fossil}}$), das CO₂-Budget für die Stromerzeugung ($\text{CO}_{2\text{-Strom}}$), die spezifischen CO₂-Emissionen Gasstromerzeugung (Gas_{CO_2}) und die spezifischen CO₂-Emissionen Kohlenstromerzeugung ($\text{Kohle}_{\text{CO}_2}$) gegeben sind, dann ergibt sich aus den beiden Gleichungen:

$$\text{Strom}_{\text{fossil}} = \text{Strom}_{\text{Kohle}} + \text{Strom}_{\text{Gas}}$$

und

$$\text{CO}_{2\text{-Strom}} = \text{Strom}_{\text{Kohle}} \times \text{Kohle}_{\text{CO}_2} + \text{Strom}_{\text{Gas}} \times \text{Gas}_{\text{CO}_2}$$

der Mix Kohle zu Gas (Abb. 7).

Im Rahmen dieses Modells lassen sich zwei grundsätzliche Wege in die Zukunft ableiten, die nachfolgend diskutiert werden.

- Erstens ein Brennstoffwechsel von der Kohle hin zum Gas.
- Zweitens die Modernisierung des Stromsektors.

Der Brennstoffwechsel wäre eine Risikostrategie, da sowohl geopolitische als auch preisliche Unwägbarkeiten bestehen.

Bei der Modernisierungsstrategie werden die spezifischen Emissionsfaktoren sowohl bei der Kohle- wie auch bei der Gasstromerzeugung verbessert, indem in hocheffiziente Anlagen investiert wird. Wenn die Emissionsfaktoren verbessert werden, kann trotz

kleiner werdender CO₂-Budgets ein breiter Energiemix erhalten bleiben.

Wenn man dem Gedanken folgt, dass der Energiemix durch politische Vorgaben, d. h. das CO₂-Budget, die Umwandlungsfaktoren und Strombedarf, vorgegeben wird, stellt sich die Frage nach der Bedeutung des CO₂-Preises. Der CO₂-Preis ist bildlich gesprochen der Hebel, der die Erzeuger dazu zwingt, die vorgegebenen CO₂-Budgets durch Brennstoffwechsel zu erreichen, wenn es nicht gelingt, die Emissionsfaktoren durch Investitionen zu verbessern (Abb. 8). Der CO₂-Preis drückt den Energiemix unweigerlich in Richtung Gas. Dabei ist der CO₂-Preis eine abgeleitete Größe aus der Preisdifferenz zwischen Kohle und Gas.

Die Kohle kann also ihren Marktanteil nicht dadurch steigern, indem sie tiefe Preise anbietet. Die beschränkte Verfügbarkeit von CO₂-Zertifikaten führt immer wieder dazu, dass der Kohleneinsatz soweit reduziert wird, dass durch einen steigenden CO₂-Preis die administrativ vorgegebenen CO₂-Grenzen erreicht werden. Eine hohe Preisdifferenz zwischen Kohle und Gas kann also nicht eine Veränderung im Energiemix bewirken, sondern sie bedeutet nur hohe CO₂-Preise.

Aus dieser Aussage ist die energiepolitische Frage abzuleiten, was getan werden sollte, um die Modernisierung des Kraftwerks-parks mittelfristig zu gewährleisten. Kurzfristig geht es um die Investitionsrahmenbedingungen. Längerfristig leitet sich daraus die Aufgabe ab, CCS verfügbar zu machen.

In diesem Sinn sind die EU-Initiativen zu CCS von Weitsicht geprägt.

Brennstoffwechsel und die Konsequenzen

Investitionsentscheidungen im Stromsektor werden in der EU sehr stark durch den Emissionshandel beeinflusst. Die Auktionierung der Emissionsrechte wirkt dabei wie eine Energiesteuer, die dem Sektor Mittel entzieht, die ansonsten investiert werden könnten. Die Auktionierung der CO₂-Emissionsrechte ab 2013 begünstigt in einem Szenario mit tiefen oder moderaten CO₂-Preisen Bestandsanlagen sehr stark. Investitionen in neue Anlagen werden nur attraktiv, wenn sehr hohe Strom- und CO₂-Preise in Ansatz gebracht werden können (Abb. 9). Diese sind allerdings aus vielerlei Gründen in den nächsten Jahren nicht zu erwarten. Das Resultat ist eine Verlangsamung der Investitionstätigkeit, was schon mittelfristig zu Erzeugungsgenpässen führen kann und sich auf Dauer als teurer Weg erweisen wird.

Brennstoffkosten sind bei einem Szenarienvergleich Brennstoffwechsel versus breite Modernisierung ein bedeutsames Kriterium. Augenblicklich sind die Energiepreise bereits recht hoch. Es gibt zahlreiche Prognosen, die weiter ansteigende Brennstoffpreise erwarten [3]. Um abzuschätzen, was der Brennstoffwechsel insgesamt kosten könnte, werden hier zwei Fälle betrachtet. In einem Tiefpreisszenario werden 65 €/t Steinkohleeinheiten (SKE) für Kohle und 170 €/t SKE für Gas angenommen. In einem Hochpreisszenario lauten die Vergleichs-

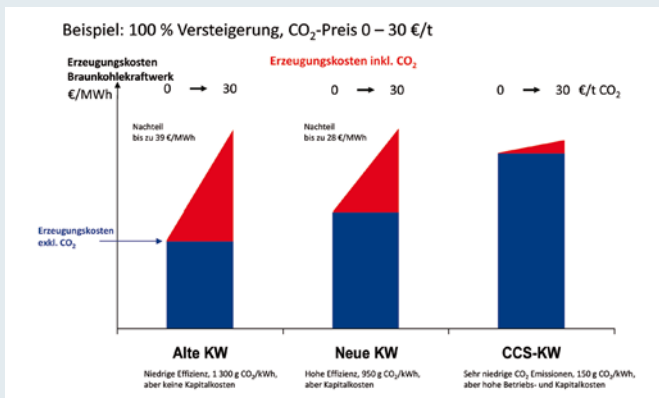


Abb. 9 Einfluss der Auktionierung von Emissionsrechten auf die Erzeugungskosten

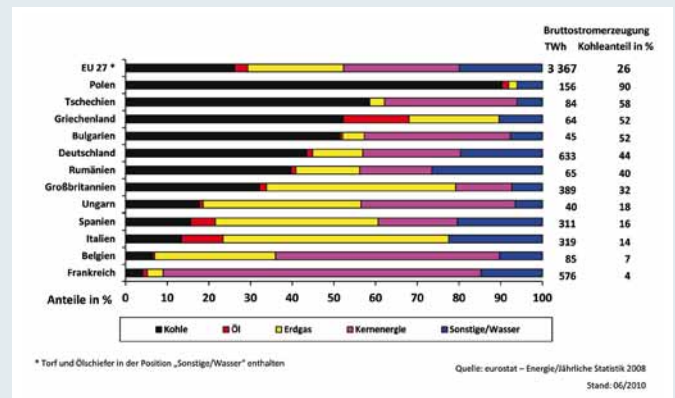


Abb. 10 Stromerzeugungsstrukturen ausgewählter Staaten Europas (2008)

werte für Kohle 100 €/t SKE und für Gas 270 €/t SKE. Legt man bei einer längerfristigen Betrachtung die eingangs angesprochene Strommenge zugrunde, so ergeben sich bei der Betrachtung der Brennstoffkosten sehr bemerkenswerte Unterschiede.

In Abhängigkeit von der Geschwindigkeit eines möglichen Brennstoffwechsels von der Kohle zum Gas sind erhebliche Zusatzkosten für die Verwendung des teuren Brennstoffs Gas im Stromsektor zu erwarten. Im Rahmen der eingangs angesprochenen fossil zu erzeugenden Strommenge – rd. 1 500 TWh in der Dekade bis 2020 und 1 200 bis 1 500 TWh im Zeitraum bis 2030 – ist für 2020 eine Bandbreite der zusätzlichen Brennstoffkosten von 15 bis 25 Mrd. €/a und gegen 2030 von 35 bis 60 Mrd. €/a durchaus vorstellbar. Über die Zeit gesehen, geht es also um viele hundert Mrd. €.

Dabei bietet der Brennstoffwechsel nachhaltige keine Lösungen. Wäre in einem europäischen Kraftwerkspark Gas der dominante Brennstoff, würde dies nicht zu einer Lösung des CO₂-Problems führen. Vielmehr würden sich die weitreichenden Minderungsanforderungen an die Stromerzeugung auf Basis von Erdgas richten. Wenn dann drastische CO₂-Minderungsziele in den nächsten Dekaden realisiert werden sollen, wird auch in Gaskraftwerken die Abscheidung von Kohlendioxid (CCS) zum Einsatz kommen müssen. CCS in Kombination mit Gasstromerzeugung wird allerdings deutlich mehr kosten als im Bereich der Kohle, da es sich bei CCS um eine energieintensive Technik handelt und Gas ein teurer Brennstoff bleibt.

Beim Vergleich der beiden Szenarien – breite Modernisierung oder Brennstoffwechsel von Kohle zu Gas – ist zu berücksichtigen, dass die Modernisierung kapitalintensiver ist. Die Investitionen lassen sich allerdings relativ einfach abschätzen. Die Kapazität der Kohlenkraftwerke in Europa beträgt zurzeit rund 240 GW. Eine Lebensdauer von 40 bis 50 Jahren unterstellt, müssten jedes Jahr 5 bis 7 GW erneuert werden. Dies entspricht Investitionen von 7 bis 10 Mrd. € pro Jahr. Zusätzlich wären neue Gaskraftwerke zu errichten, um die auch weit unter dem Stand der Technik liegenden Emissionsfaktoren in diesem Sektor abzusenken. Ergänzend dazu müsste beginnend in den 2020er Jahren eine CO₂-Infrastruktur verfügbar sein, mit der der wachsenden CO₂-Verknappung begegnet werden kann.

Entscheidungsrelevant sind nicht nur die absoluten Kosten eines Brennstoffwechsels, sondern auch deren Verteilung über die verschiedenen Mitgliedsländer der EU. Es ist evident, dass besonders hohe Kosten zunächst jene Länder belasten würden, die heute Kohle nutzen (Abb. 10). Solidarität innerhalb der Union bedeutet deswegen auch, den Modernisierungsweg in allen Ländern gleichermaßen zu beschreiten.

Kompetenzen und Instrumente

Die Energiepolitik wird in Europa in geteilter Verantwortung zwischen den Mitgliedstaaten und der Union gestaltet. Wichtige Entscheidungen sind mit den 20-20-20-Zielen verbunden. Unbenommen davon haben die Mitgliedstaaten das Recht, über ihren Ener-

giemix und die Nutzung der heimischen Ressourcen selbst zu bestimmen. Heute gibt es innerhalb der Union und in den Mitgliedstaaten eine Vielzahl von politischen Entscheidungen, die erneuerbare Energien sehr stark begünstigen. Aber auch Kohle und Kernkraft sind eine wichtige Option, je nachdem, wie die Mitgliedstaaten sich entscheiden.

Es ist zu beobachten, dass heute kaum mehr Investitionen im Bereich Kohle und Kernkraft getätigt werden. Eine Erklärung dafür ist, dass marktorientierte Unternehmen eher kurzfristig denken und Infrastrukturinvestitionen besondere Anforderungen an den regulatorischen Rahmen stellen. Es gibt also ein Spannungsfeld zwischen den Langzeitvorteilen, die im Interesse der Öffentlichkeit liegen, und eher kurzfristig orientierten Entscheidungen.

Die geteilte Zuständigkeit in der EU zur Gestaltung der gemeinschaftlichen Energie- und Umweltpolitik kann nur funktionieren, wenn einzelne Mitgliedstaaten die in ihrem Zuständigkeitsbereich verbleibenden Entscheidungsspielräume, z. B. zur Nutzung der Kohle, auch umzusetzen können. Genauso wie man den Mitgliedstaaten das Recht zumisst, die erneuerbaren Energien sehr massiv zu fördern, muss einzelnen Mitgliedstaaten das Recht eingeräumt werden, den Investitionsrahmen im Bereich Kohle oder Kernkraft so zu setzen, dass Investitionen auch tatsächlich getätigt werden und sich langfristig rechnen.

Hierfür wird ein europäisches aber auch ein nationales Regelwerk benötigt, das Mo-

dernisierungsinvestitionen unterstützt und fördert. Dabei geht es insbesondere um den Rechts- und Genehmigungsrahmen für sehr langlebige und teure Anlagen.

Im Rahmen einer Investitionsstrategie wären die Mitgliedstaaten dann in der Lage, ihre Entscheidungen zum Energiemix und zur Nutzung eigener Energieressourcen auch im Rahmen der klimapolitischen Verhandlungen zu erreichen. Hierüber gibt es in der EU bisher keine ehrliche und offene Debatte. Die Ergebnisse der gemeinschaftlichen Energiepolitik der vergangenen Jahre sind also Anlass zur Besorgnis.

Zusammenfassung

Öffentliche Wahrnehmung und tatsächliche Entwicklung widersprechen sich oft. Aktuelles Beispiel ist der europäische Stromerzeugungssektor. Seit dem Jahre 2000 sind in der EU 27 Gaskraftwerke mit einer Leistung von 118 000 MW ans Netz gegangen. Die Windkraft wurde im gleichen Zeitraum um 65 000 MW und die Photovoltaik um 26 000 MW ausgebaut. Ergebnis der europäischen Energiepolitik der vergangenen zehn Jahre ist also im Wesentlichen der Ausbau der Stromerzeugung auf der Grundlage von Erdgas – „Dash for Gas“ ist in der EU ein gängiger Topos.

In der öffentlichen Wahrnehmung werden die erneuerbaren Energien als sehr leistungsfähig eingeschätzt. Die heute in der EU verfügbaren Kapazitäten an Windkraft und Photovoltaik machen etwa 13 % der gesamten Erzeugungskapazität aus. Bei Zugrundelegung realitätsnaher Volllaststunden können Wind und Sonne etwa 200 TWh Strom pro Jahr erzeugen. Dies entspricht etwa 6 % des Strombedarfs in der EU. Werden die Kapazitäten innerhalb der nächsten zehn Jahre verdoppelt und innerhalb der nächsten Dekade wiederum verdoppelt, dann könnten die Anlagen 2030 also etwa 25 bis 30 % des europäischen Strombedarfs decken.

Es liegt damit auf der Hand, dass Kohle und Gas bis 2020 weiter sehr beachtliche Versorgungsbeiträge leisten müssen und auch darüberhinaus gebraucht werden, um den Strombedarf in der EU zu decken und für hinreichende Netzstabilität zu sorgen. Dieser Beitrag liegt bis 2020 in einer Grö-

ßenordnung von 1 500 TWh pro Jahr. Für die darauf folgende Dekade sind präzise quantitative Abschätzungen mit Unsicherheiten behaftet, wobei der Beitrag aber immer noch substanziell sein wird, gerade weil in der EU mit einem steigenden Strombedarf gerechnet wird.

Der Erzeugung von Strom in Gas- und Kohlekraftwerken stehen allerdings die abnehmenden CO₂-Budgets im Rahmen des europäischen Emissionshandels gegenüber. Der stabile bis wachsende Strombedarf und ein kontinuierlich sinkendes Angebot an CO₂-Zertifikaten sind eng verknüpft mit dem Tatbestand, dass bei der Gas- und Kohlenstromerzeugung unterschiedlich viel CO₂ entsteht. Im europäischen Durchschnitt liegt die Emission der Kohlekraftwerke bei etwa 1 kg CO₂ je kWh und die der Gaskraftwerke bei 0,5 kg CO₂ je kWh. Aus diesen vier Angaben, Strombedarf, CO₂-Budget und Umwandlungsfaktoren für Kohle und Gas, lässt sich anhand von zwei Gleichungen mit zwei Unbekannten der Anteil von Kohle und von Gas am Energiemix ermitteln. Der Energiemix ist also eine abgeleitete Größe aus Vorgaben und Annahmen. Im Rahmen dieses vereinfachten Modells ergeben sich zwei Lösungswege:

Der erste Lösungsweg ist der Brennstoffwechsel von der Kohle zum Gas. Kurz- und mittelfristig wäre damit eine CO₂-Minderung zu erreichen. Im Gegenzug ergeben sich deutlich steigende Kosten und wachsende geopolitische Risiken, die insbesondere von Ländern mit hoher Kohlenförderung kaum akzeptiert würden.

Der zweite Ansatz wäre eine umfassende Modernisierung des Stromerzeugungssektors. Dabei geht es darum, durch den Zubau hocheffizienter Anlagen zunächst den CO₂-Austoß je kWh bei allen Erzeugungsarten in Kohlen- und Gaskraftwerken zu verringern. Später kann es darum gehen, schrittweise über die CO₂-Abscheidung Kohlendioxid aus dem System herauszunehmen.

Der Unterschied der beiden Strategien liegt im Wesentlichen darin, dass die Strategie der Modernisierung mehr Investitionen erfordert als die Strategie des Brennstoffwechsels, die dafür sehr betriebskostenintensiv ist und zusätzliche Importabhängigkeiten schafft.

Ein Brennstoffwechsel auf Gas stellt jedoch keine Lösung des CO₂-Problems dar. Gegen 2030 wäre das Substitutionspotenzial gegenüber der Kohle aufgezehrt und weitere CO₂-Minderungen wären nur durch die Implementierung von CCS bei Erdgaskraftwerken möglich.

Der Brennstoffwechsel würde zudem einseitig die Länder belasten, die heute im großen Umfang Kohle nutzen. Das sind insbesondere die EU-Mitgliedsstaaten im östlichen Mitteleuropa, die sich noch in einem wirtschaftlichen Aufholprozess befinden.

Eine gemeinsame europäische Energiepolitik muss die Anpassung der Stromerzeugung an die vermutlich wachsende Nachfrage bei knapper werdendem CO₂-Budget ausgewogen gestalten. Die angespannte volkswirtschaftliche Gesamtsituation in der EU darf nicht durch zusätzliche Preis- und Versorgungsrisiken verschärft werden. Eine kontinuierliche Modernisierungsstrategie schafft dagegen Wachstum und Wertschöpfung auch in der EU.

Anmerkungen

[1] EWEA: Wind in power 2010 European statistics, Februar 2011.

[2] Prognos/GWS: Auswirkungen von verschärften Klimaschutzzielen auf Wirtschaftsstruktur sowie Wachstum und Beschäftigung in Deutschland und in der EU. Studie im Auftrag der RWE AG. Basel, Berlin, Osnabrück, Dezember 2009.

[3] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (<http://www.ag-energiebilanzen.de>); BP: BP Energy Outlook 2030. London, Januar 2011; BP: BP Statistical Review of World Energy. London, Juni 2011.

Weitere Quellen

Hartung, M.; Milojevic, G.: Perspektiven der deutschen Braunkohlenindustrie 2009. In: World of Mining, 61. Jg. (2009) Nr. 3, S. 148 ff.

Lambertz, J.; Milojevic, G.: Perspektiven der deutschen Braunkohlenindustrie 2011. In: World of Mining, 63. Jg. (2011).

Dr.-Ing. G. Milojevic, Hauptgeschäftsführer, DEBRIV – Bundesverband Braunkohle, Köln
debriv@braunkohle.de

Die „andere“ Energiewende: Was kommt nach dem Strom?

Wolfgang Brune

Bei der aktuell politisch verordneten Energiewende wird nicht der elektrische Strom in Frage gestellt, sondern lediglich zu wesentlichen Teilen die Primärenergie, die ihn hervorbringt. Wir sollen ins „Zeitalter der erneuerbaren Energien“ eintreten. Damit sind jedoch zwangsweise erhebliche Wandlungen auch für den Strom verbunden: Der Preis für Elektrizität wird ansteigen, das ist unstrittig. Der Strom droht möglicherweise zum Luxusgut zu werden, dessen Nutzung man irgendwie begrenzen muss. Jedoch: Welche Energie könnte für die Wirtschaft besser sein als die Elektrizität? Besteht überhaupt die Möglichkeit, elektrischen Strom durch eine andere Energie ablösen?

Die Frage im Titel impliziert, dass die Elektrizität irgendwie am Ende ihres Wegs angekommen sei und nun ersetzt werden müsse. Sie wandelt sich in der Tat derzeit in ihrer Bereitstellung, entsprechend dem Charakter der genutzten erneuerbaren Energien, nach und nach von einer anforderungsge-rechten zu einer angebotsorientierten Größe. Das trifft nicht nur auf Sonnenenergie, Wind- und Wasserkraft zu, sondern gilt in abgewandelter Form auch für Biomasse und Geothermie (wenn man das örtliche Dargebot und die Transportwege mit in die Betrachtung einbezieht).

Was ist eine Energiewende?

In der Vergangenheit gab es schon mehrere beachtliche Energiewenden, die nicht verordnet wurden, sondern wirtschaftlich gewachsen sind. Dampf und Strom ragen dabei besonders heraus. Bei ihnen handelt es sich um Sekundärenergien (SE), die bereits einen Produktionsprozess hinter sich haben und jeweils eine neue Qualität in die Wirtschaft einbringen. Was spricht heute dafür, bezüglich der Primärenergien (PE) eine Energiewende herbeizuführen? Das Zeitalter der Erneuerbaren ist schließlich bereits vor Tausenden von Jahren angebrochen; es war schon aktuell, als der Mensch zu wirtschaften begann. Erneuerbare Energien wurden in der Vergangenheit genutzt, wann immer es wirtschaftlich sinnvoll war. Sie wurden auch veredelt, wo es möglich und notwendig war: angefangen von der Holzkohle, die z. B. Metallurgie und Glasherstellung möglich machte, bis hin zur Wasserkraft, mit der in Wasserkraftwerken seit Jahrzehnten Strom gewonnen wird.

Menge und Qualität der wirtschaftlich genutzten SE bestimmen im wesentlichen Maß den Einsatz der PE. Bei den heutigen SE ragt die Elektrizität heraus – nicht wegen der absoluten Größe ihres wirtschaftlich genutzten Anteils, sondern wegen ihrer vielseitigen Einsetzbarkeit und ihres wirtschaftlichen Innovationspotenzials. Der Strom ist, seit er sich wirtschaftlich vor Jahrzehnten durchgesetzt hat, zur charakteristischen SE unserer Zeit geworden. An der Stellung der charakteristischen SE „Elektrizität“ ändert sich jetzt offenbar nichts. Vermutlich wird ihr Wirkungskreis sogar erweitert (z. B. durch Elektromobilität). Bezüglich der weiteren SE (Gas, Kraftstoffe usw.) werden sich Verschiebungen der Anteile untereinander ergeben; eine „sprunghafte“ Veränderung zwischen ihnen wird vermutlich nicht eintreten.

Bei den PE tritt ebenfalls kein neuer Energieträger auf. Es wird jedoch Verschiebungen des Anteils der einzelnen PE-Träger in den Volkswirtschaften geben, z. B. ein abnehmender bzw. auch zunehmender Anteil von Kernspaltungsenergie in verschiedenen Ländern. Die Erneuerbaren werden ihren Anteil kontinuierlich und allmählich in dem Umfang erhöhen, in welchem sie mit anderen PE wirtschaftlich konkurrieren können. Für einen umwälzenden „Sprung“ gibt es keine technisch begründeten Anzeichen. Regenerative Energieträger sind und bleiben ergänzende Energieträger; sie sind keine ersetzenden. Sie wurden in der Vergangenheit bereits zu einem hohen Prozentsatz wirtschaftlich genutzt – solange die Wirtschaft mit ihnen auskam und keine anderen Energien zur Verfügung standen. Sobald das

nicht mehr zutraf, wurden sie zugunsten besser geeigneter Energien zurückgefahren. Sie haben nicht etwa höherwertige Energien ersetzt, sondern ihre Nutzung wurde zugunsten dieser verringert. Objektiv ist heute weltweit weder bei den PE noch bei den SE eine naturwissenschaftlich-technisch begründete Energiewende auszumachen.

Charakteristische Sekundärenergien

In der bisherigen Geschichte der Energiewirtschaft sind wirtschaftlich vor allem zwei Energieträger revolutionär in Erscheinung getreten: der Dampf und die Elektrizität. Sie sind zu charakteristischen SE geworden und haben eine ganze Wirtschaftsperiode dominiert, so wie die vorangegangene Periode durch die bewirtschaftete Muskelkraft von Mensch und Tier dominiert worden war. Charakteristische SE haben jeweils eine Energiewende eingeleitet und wesentlich dazu beigetragen, dass die Wirtschaft einen enormen Aufschwung nehmen konnte.

Dabei hat sich die Qualität der wirtschaftlich verfügbaren SE signifikant verändert: beim Dampf bewirkte sie die Verstärkung der einsetzbaren Kraft im Vergleich zur bisher genutzten Muskelkraft von Mensch und Tier; beim elektrischen Strom die Vielfalt der Nutzung an jedem beliebigen Ort. Allerdings lässt sich Strom nicht ausreichend oder lange speichern. Darin liegt objektiv der Grund, dass es aus wirtschaftlichen Erwägungen heraus bedeutsam sein könnte, einen neuen charakteristischen SE-Träger zu haben, der über gerade diese Speicherfähigkeit verfügt und der sich überall und zu

jeder Zeit leicht in Elektrizität umwandeln lässt. Eine solche neue charakteristische SE könnte dann, in der Zukunft, objektiv eine Energiewende einleiten. Ihr vorausgehen würde eine Schlüsselerfindung, die in ihrer wirtschaftlichen Bedeutung mit der Watt'schen Dampf- oder der Siemens'schen Dynamomaschine vergleichbar wäre. Danach ist folglich Ausschau zu halten (Ionenwandler), wenn man eine neue Energiewende identifizieren will.

Bei einer groben Analyse durchschnittlicher fortgeschrittener Wirtschaftsorganismen heute und in der Vergangenheit hinsichtlich ihres charakteristischen wirtschaftlichen Energiebedarfs lassen sich nach eigenen Untersuchungen [1] der Sekundärenergiestufe „Dampf“ etwa 8 000 kWh p. P. zuordnen. Die Stufe „Elektrizität“ wird mit 32 000 kWh p. P. gekennzeichnet. Die vor dem „Dampf“ liegende Stufe „bewirtschaftete Muskelenergie“ könnte mit etwa 2 000 kWh p. P. markiert werden. Angesichts dieser Reihe ergäbe sich, stark abstrahiert, ein quantitativer energetischer Entwicklungsfaktor von Stufe zu Stufe von etwa 4.

Energieintensität der Wirtschaft

Die Energieintensität der Wirtschaft ist eine Größe, mit der sich grundsätzlich quantitativ und qualitativ die mit der Energienutzung in Verbindung stehende Entwicklung der Wirtschaft über lange Zeit beschreiben lässt:

$$I(t) = \frac{E(t)}{Y(t)}$$

$E(t)$ = gesamtwirtschaftlicher Einsatz an SE
 $Y(t)$ = Sozialprodukt

Dabei wird – ebenfalls auf einem sehr hohen Abstraktionsniveau – angenommen, dass sich der gesamte Energiebedarf und das Sozialprodukt jeweils stufenförmig nach Sättigungskurven entfalten. Ein Sättigungszustand im Energiebedarf geht einer Energiewende mit einer neuen charakteristischen SE voraus.

Immer wenn aus einer Sättigungsphase heraus eine neue charakteristische SE wirtschaftlich wirksam wird, sinkt in einem ersten Zugriff die Energieintensität ab: Die neue Energie ermöglicht mit ihrer neuen

Qualität zahlreiche Wirtschaftsprozesse mit einer niedrigeren Energiebedarfsrate zu vollziehen als in der Vergangenheit. Relativ wenig Energie der neuen Qualität ist erforderlich, um ein respektables Sozialprodukt zu generieren. Dieser erste Zugriff ist dadurch gekennzeichnet, dass die Wachstumsrate des Energiebedarfs kleiner ist als die Wachstumsrate des Sozialprodukts. Aber auch dieser erste Zugriff erschöpft sich.

In einem zweiten Zugriff auf die neu erschlossene charakteristische SE ist eine umfassende energetische Rationalisierung der Wirtschaftsprozesse erforderlich. Mehr Energie wird benötigt, um Wirtschaftswachstum zu generieren. Die Folge ist: Die Wachstumsrate des Energiebedarfs wird nunmehr größer als jene des Sozialprodukts; die Energieintensität der Wirtschaft nimmt zeitweilig zu. Mit der nun folgenden Sättigungsphase geht die Fähigkeit der ehemals neuen charakteristischen SE zu Ende, erfolgreich Wirtschaftswachstum zu generieren. Eine neue Energiewende bahnt sich an, und der Zyklus beginnt von neuem.

Dieser Wechsel in den Wachstumsraten von Energiebedarf und Sozialprodukt bedeutet, dass es bei einem Zyklus von Energiewende zu Energiewende streng genommen nicht um je eine einfache Sättigungskurve geht, sondern dass es sich um eine Doppel-Sättigungskurve mit einem Zwischenhalt handelt. Beginn und Ende eines Zyklus sind durch eine Energiewende gekennzeichnet. Bildet man den Quotienten aus je zwei solcher Doppel-Sättigungskurven – für Energiebedarf und für Sozialprodukt –, ergibt sich, aneinander gereiht, ein wellenförmiger Verlauf der Energieintensität (siehe Abb. 1). Es ist darauf hinzuweisen, dass der Einsatz einer neuen charakteristischen SE nicht bedeutet, dass diese nach und nach den größten Teil der insgesamt

wirtschaftlich genutzten SE ausmacht. Sie stellt in der Regel den kleineren Teil dar, dominiert jedoch das Wirtschaftsgeschehen durch ihre Qualität.

Bezüglich der gegenwärtig genutzten charakteristischen SE, der Elektrizität, befinden sich die führenden Industrieländer gerade am beginnenden zweiten Zugriff des Zyklus. Das bedeutet: Die Energieintensität der Wirtschaft befindet sich im temporären Minimum und steigt in den nächsten Jahrzehnten wieder an; erst am Ende der beginnenden zweiten Phase gibt es objektiv wieder eine Energiewende mit einer neuen wirtschaftlich wirksamen charakteristischen SE (die sich vor allem durch ihre großtechnische Speicherfähigkeit auszeichnet).

Die Abb. stellt den schematischen Verlauf der Entwicklung der Energieintensität in der gesamten Wirtschaftsgeschichte dar – eingeschlossen ein vorsichtiger Blick auf die Zeit, die vor uns liegt, so wie er sich aus der Analyse der Vergangenheit ableiten lässt. Die Energiewenden mit den jeweils neu in Erscheinung getretenen charakteristischen SE (immer an den oberen Wendepunkten) sind eingezeichnet. An den unteren Wendepunkten, markiert mit den groben Zeitorientierungen 400, 1860 und 2000, treten die weiter oben angegebenen, empirisch gewonnenen mittleren Energiebedarfswerte in kWh pro Person auf. Diese Zahlenwerte kennzeichnen jeweils die Zeit nach Ablauf des ersten Zugriffs auf die neue charakteristische SE.

Der heutige Zeitpunkt der Entwicklung ist mit einem Rechteck kenntlich gemacht, versehen mit dem Datum des Jahres 2000 als grobem zeitlichen Orientierungspunkt. Damit wurde nun doch ein Stück heutiger Energiewende identifiziert, allerdings wohl nicht in die eigentlich beabsichtigte Richtung:

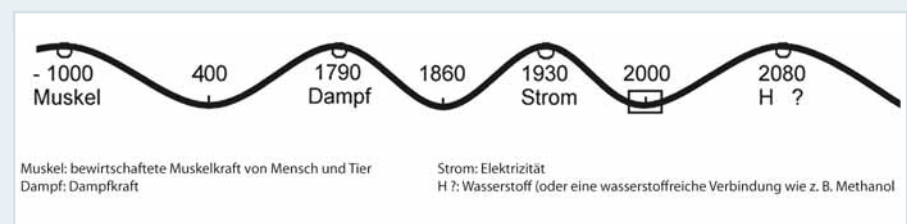


Abb. Schematischer Verlauf der Energieintensität der Wirtschaft

Die Energieintensität steigt objektiv wieder an; der Energiebedarf zur Generierung von künftigem Wirtschaftswachstum nimmt zeitweilig wieder zu. Der gesamte Verlauf der Wirtschaftsentwicklung ist durch einen monotonen Anstieg des Energiebedarfs – mit periodisch wechselnden Wachstumsraten – gekennzeichnet. Es sind keinerlei Anzeichen dafür ersichtlich, dass sich das heute ändern könnte. Daher ist auch ein begleitendes kontinuierliches Ansteigen der Dichte der wirtschaftlich genutzten PE weiterhin erforderlich. Im Übrigen ist von der Energiedichte selbst kein Gefährdungspotenzial abzuleiten, das Anlass zu Beschränkungen in der Energienutzung gäbe. Bspw. enthält 1 kg gewöhnliches Wasser etwa 0,035 g Deuterium, das als Fusions-PE betrachtet das Vielfache an Materie-Bindungsenergie im Vergleich zum chemisch gebundenen Wasserstoff freisetzen kann, ohne dass das Wasser nun als hoch gefährlich eingestuft werden müsste.

Wasserstoff

In früheren Veröffentlichungen hat der Autor die neue charakteristische SE mit Wasserstoff ausgewiesen [1], allerdings naturgemäß mit einem Fragezeichen versehen. Heute könnte sie mit Protonen, also geladenen Wasserstoffteilchen, identifiziert werden. Bewegte Ladungsträger ermöglichen grundsätzlich eine direkte Elektrizitätsgewinnung – ohne Umweg über eine Wasserverdampfung mit Turbinen-/Generatoren-Betrieb – und, über eine integrierte Wasserdampfspaltung (H^+), auch die quantitative Gewinnung von speicherfähigem molekularem Wasserstoff oder einer wasserstoffreichen chemischen Verbindung (Beispiel: Methanol).

Die dafür erforderliche PE kann man als „sonnenähnlich“ kennzeichnen. Hier wäre sogar die direkte Nutzung von Sonneneinstrahlung denkbar, wenn es gelänge, die Photosynthese der Natur technisch nachzuahmen. Nach der Wasserspaltung müsste der komplexe Prozess nach Abtrennung des Wasserstoffs (H^+) beendet werden: $2 H_2O \rightarrow O_2 + 4 H^+ + 4 e^-$. Allerdings wäre die primäre Energiedichte viel zu gering und der erforderliche Flächenbedarf außerordentlich hoch.

Als Nachahmung der solaren Energie wäre die aneutronische Kernfusion eine geeig-

nete wirtschaftliche Lösung. Sie würde die erforderliche Energiedichte sichern und zugleich, wegen der Abwesenheit von Neutronen, praktisch keine Radioaktivität der Betriebs- und Strukturstoffe der Fusionsanlage hervorrufen. Könnte man dereinst dafür auf das auf dem Mond zu findende Helium-3 zurückgreifen, handelte es sich tatsächlich um richtige Sonnenenergie, nämlich um eine dortige Ablagerung des Sonnenwindes über Jahrmilliarden. Es zeichnet sich heute aber durchaus auch ein Weg ab, allein mit irdischen Ausgangsstoffen eine aneutronische Fusion betreiben zu können (Proton-Bor-11). Naturgemäß kann hier und heute nicht mehr als nur ein prinzipieller Weg dafür aufgezeigt werden, dass die PE für die Wasserstoffproduktion im 21. Jahrhundert physikalisch gefunden werden kann; alles Weitere obliegt der Forschung und Entwicklung in den folgenden Jahrzehnten – und der Wirtschaftskraft, das technisch umzusetzen bzw. zu finanzieren. Interessanterweise ergibt sich durch eine aneutronische Kernfusion auch die prinzipielle Möglichkeit, eine Harmonisierung zwischen wachsender Energienutzung und Klima herbeizuführen [2].

Faktor 4/Faktor 10

Aus gegenwärtigen aktuellen Statistiken können noch keine Erkenntnisse über die Wirtschaftsentwicklung im 21. Jahrhundert abgeleitet werden. Ehe einigermaßen brauchbare Abschätzungen von Wachstumsraten und Mittenzeiten an Sättigungskurven für Energiebedarf und Sozialprodukt in den Industrieländern vorliegen, werden wohl mindestens 20 Jahre ins Land gehen müssen. Aber aus der Wirtschaftsentwicklung zwischen etwa 1860 und 1930, das heißt aus dem Bereich des zweiten Zugriffs auf die seinerzeitige charakteristische SE „Dampf“, können wichtige Schlussfolgerungen für die Zeit des vor uns liegenden zweiten Zugriffs auf die charakteristische SE „Elektrizität“ gezogen werden.

In den Industrieländern wird sich, von heute an gerechnet, bis etwa Mitte des 22. Jahrhunderts, also bis sich die dann neue charakteristische SE „Protonen“ in ihrem ersten Zugriff voll entfaltet hat, wieder ein Energiebedarfsanstieg auf etwa das Vierfache einstellen. Es reicht jedoch nicht, nur den

Durchschnitt der heutigen Industrieländer zu betrachten. Im Zuge der fortschreitenden Globalisierung der Wirtschaft drängen die bisher noch im Rückstand liegenden Wirtschaftsorganismen schrittweise auf Angleichung der Verhältnisse.

Nimmt man vereinfachend an, 50 % der Weltbevölkerung werden in diesem Zeitraum einen Anstieg des Energiebedarfs auf das Vierfache (wie bisher) und 50 % der Weltbevölkerung im gleichen Zeitraum einen Anstieg auf das viermal Vierfache = 16 erfahren (weil sie sich gegenwärtig noch in einer vorangegangenen wirtschaftlichen Entwicklungsstufe aufhalten), ergibt sich rund das folgende gewichtete Wachstum auf $0,5 \cdot 4 + 0,5 \cdot 16 = 10$. Weltweit wird sich folglich der auf diese Weise prognostizierte Anstieg des Energiebedarfs bis ca. Mitte des 22. Jahrhunderts um den Faktor 10 einstellen. Die Abschätzung ist pro Person kalkuliert; sie gilt daher nur für eine in etwa gleichbleibende Bevölkerungsanzahl. Steigt die Bevölkerung weiter an, dann ist selbst dieser abgeschätzte Faktor 10 noch zu klein. Ein solcher Anstieg ist nur zu bewältigen, wenn eine neue Qualitätsstufe in der genutzten SE erreicht und wenn weiter an der Erhöhung der Dichte der genutzten PE gearbeitet wird.

Die Wende zu einer niedrigeren Energiedichte ist ebenso wenig vorstellbar wie die Beibehaltung der bisherigen Qualität der genutzten SE. Daraus folgt: Um nicht in die Irre zu gehen, sollte der hier vorgestellte Entwicklungspfad, der sich aus überprüfbareren Sachzusammenhängen zwischen Energiebedarf und Sozialprodukt in der Vergangenheit ableiten lässt, immer im Auge behalten werden, um jeweils die Rahmenbedingungen für die Wirtschaftsentwicklung entsprechend den objektiven Anforderungen anpassen zu können.

Literatur

[1] Brune, W.: Energie als Indikator und Promotor wirtschaftlicher Evolution. Stuttgart, Leipzig: Teubner 1998.

[2] Brune, W.: Klimaphysik. Strahlung und Materieströme. Leipzig: Eagle 2011.

Dr.-Ing. W. Brune, Leipzig
info@wolfgang-brune.eu

Ordnungspolitik und rationelle Energieanwendung in der DDR: Lehren für die Energiewende?

Wilhelm Riesner

In der spezifischen Struktur der Energieträgerversorgung der DDR lag die Notwendigkeit begründet, ein Geflecht staatlicher Maßnahmen zu etablieren, die die Energieeffizienz und Ressourcenschonung stark priorisierten. Der zweite deutsche Staat besaß damit Wissen in zwei Bereichen, die aktuell unter dem Stichwort der „Energiewende“ wieder stark an Bedeutung gewonnen haben. Um das sprichwörtliche „Rad“ nicht jedes Mal „neu erfinden“ zu müssen, lohnt sich daher ein Blick in die ordnungspolitischen Maßnahmen der DDR, die bereits damals innerhalb des Ostblocks zu großen Effizienzerfolgen geführt hatten.

Die Energiewirtschaft der DDR war während ihrer 40-jährigen Existenz primärenergetisch durch die heimische Rohbraunkohle geprägt, die 1949 einen Anteil von über 90 % und 1989 immer noch von 65 % einnahm. Die Rohbraunkohle war Energieträger und chemischer Grundstoff zugleich. Sie hinterließ allein 1989 bei einer Förderung von 300 Mio. t über 1 300 Mio. m³ Abraum und führte bei ihrer Veredlung in Strom, Stadtgas und Wärme und über die Verkokung, Verschmelzung, Hydrierung und Erzeugung von Karbid als Basis der Kohlechemie zu damit verbundenen gewaltigen Verschmutzungen der Luft (mit 5,2 Mio. t SO₂ und 2 Mio. t Staub) und biologisch toten Gewässern [1].

Das war ein wesentlicher Grund dafür, dass die DDR schon sehr früh die rationelle Energieanwendung zum „Prinzip sozialistischen Wirtschaftens“ erklärte und ihr damit eine hohe politische Bedeutung beimaß. Sie wollte auf diese Weise die negativen Folgen, die mit dem Anstieg der Braunkohlenförderung verbunden waren, begrenzen und entwickelte sich damit innerhalb des „sozialistischen Lagers“ zum Energiesparmeister. Im Folgenden wird dargestellt, welche ausgewählten Formen der Ordnungspolitik diesem Ziel dienten. Dabei soll geprüft werden, ob einzelne Elemente für die Umsetzung der Energiewende in Deutschland von Interesse sein könnten. Diese Maßnahmen lassen sich in drei Gruppen einteilen [2]:

- Maßnahmen zur planmäßigen Sicherung der Versorgung mit Energieträgern;
- Maßnahmen zur Durchsetzung der rationellen Energieanwendung;
- Kontrollmaßnahmen und Sanktionen.



Manchmal ist das Rad bereits erfunden: Beim Rahmen einer rationellen Energienutzung können Erfahrungen in der damaligen DDR hilfreich sein

Maßnahmen zur planmäßigen Versorgungssicherung

Zur Sicherung der Planmäßigkeit der rationellen Energienutzung im Betrieb waren alle einen bestimmten Bedarf überschreitenden Industrieabnehmer gesetzlich zur Energieplanung und Planabrechnung verpflichtet. Der jährliche Energieplan hatte als Bestandteil des komplexen Betriebsplanes zum einen den Bedarf an Energieträgern auf der Basis volkswirtschaftlich begründeter Kennziffern nachzuweisen, zum anderen die Entwicklung der Kennziffern (z. B. Umwandlungswirkungsgrade) darzustellen und außerdem die Maßnahmen zur Verbesserung dieser Kennziffern auszuweisen. Die Planung war für jeden Energieträger getrennt vorzunehmen. Gleichzeitig bestand die Pflicht zur jährli-

chen Abrechnung des Verbrauchs. Ab 1979 war eine monatliche Planabrechnung ausgewählter Verbrauchsgrößen und Kennziffern gesetzlich vorgeschrieben.

Die jährliche Energieplanung und Planabrechnung waren die zentralen Dokumente zur Durchsetzung der staatlichen Energiepolitik mit dem Ziel der planmäßigen Steigerung der Energieeffizienz in der Wirtschaft. Damit wurden die zentral für den jeweiligen Fünfjahresplan vorgegebenen jährlichen Senkungsraten der Endenergie- und Stromintensität in der Wirtschaft (so betrug die jährliche Senkungsvorgabe für den Zeitraum 1976-1980 für Endenergie 4,7-5 % und für Strom 2,8-3 %) durchgesetzt, indem die bis zu den Industrieministerien verdichteten Planwerte mit den Senkungszielen ver-

glichen und bei Nichterreichen der Planwerte im Rahmen der Planbestätigung höhere Ziele gefordert wurden.

Neben der zentralen Energieplanung diente der Energieplan auch der komplex-territorialen Energieversorgung (KTE) auf der Ebene der Energiekombinate. Hier wurden insbesondere die territoriale Wärmeversorgung sowohl für Fernwärme unter Einbeziehung der nichtöffentlichen Versorgung als auch der Bedarf an festen Brennstoffen mit den Deckungsmöglichkeiten in Übereinstimmung gebracht. Das galt auch für Strom und Gas hinsichtlich der Übertragungsmöglichkeit der monatlich geplanten Höchstlasten zu den Spitzenbelastungszeiten über das vorhandene Leitungssystem.

Im Rahmen der Energiewende wären folgende Elemente zur Planung von Effizienzmaßnahmen zu prüfen. Aus der KTE könnten evtl. Elemente der Wärmeversorgung von Territorien über Kraft-Wärme-Kopplung und Abwärmenutzung unter Einschluss nicht öffentlicher Wärmeversorger sowie Elemente zur Gewährleistung einer sicheren territorialen Stromversorgung bei Kapazitätsengpässen übernommen werden.

Um den Einsatz der vorhandenen Energieträger mit höchstem volkswirtschaftlichem Effekt zu sichern, wurde die Genehmigung zum Energieträgereinsatz zur gesetzlichen Pflicht. Für neu zu errichtende oder zu rekonstruierende Energieumwandlungs- und -Anwendungsanlagen war beim Überschreiten eines festgelegten Grenzwertes des Mengen- oder Leistungsbezuges eines Energieträgers vom territorial zuständigen Energiekombinat eine Energieträgereinsatzgenehmigung zu erwirken, bevor über die Durchführung der Investition entschieden wurde. Auf der Basis der langfristigen KTE-Bilanz wurde der Energieträger evtl. mit Auflagen bestätigt oder im Rahmen technologischer Möglichkeiten ein anderer vorgeschrieben. Auflagen konnten z. B. die Verpflichtung zur Anfallenergienutzung oder KWK sein, die Mitversorgung territorial benachbarter Abnehmer, (wie z. B. von Wohngebieten) mit Wärme oder Maßnahmen zur Beeinflussung des Lastganges bei Strom.

Ab 1979 konnte bereits in der Phase der Projektierung von Energieverbrauchsanlagen

das Energiekombinat Einfluss auf den Energieeinsatz nehmen. Alle Projekte für Anlagen mit einem Verbrauch über 100 TJ/a mussten einen energetischen Teil enthalten, der durch die Organe der Energiewirtschaft vor der Realisierung zu begutachten und zu bestätigen war.

Im Rahmen der Energiewende sollte geprüft werden, ob staatliche Investitionen und Projekte mit hohem Energieverbrauch einer energetischen Begutachtung unterzogen werden sollten, bevor sie verwirklicht werden. Dazu wären die erforderlichen Institutionen zu schaffen. Dem privaten Bereich sollte der Zugang zu diesen Institutionen auf freiwilliger Basis ermöglicht werden.

Bei Kraftwerksausfällen durch extreme Wintertemperaturen und ähnlichen außergewöhnlichen Umständen war der Minister für Kohle und Energie berechtigt, Versorgungsstufen für Strom und Gas aufzurufen, die Flächenabschaltungen verhindern sollten. Dabei musste der Endverbraucher eine der jeweiligen Stufe entsprechende Senkung des Leistungsbezuges unter den Planwert vorzunehmen. Hier gab es eine Kategorisierung in zwei Gruppen, zum einen die Gruppe „S“ (schnell wirkende), deren Angehörige via Telefon und Fernschreiber benachrichtigt wurden, wie auch die Gruppe „L“ (langsam wirkende), die über Rundfunk, jeweils nach den Nachrichten um 6, 13 und 20 Uhr, informiert wurde. Es bestand die Pflicht, an Werktagen die Meldungen abzuhören.

Die Gültigkeit der Versorgungsstufe „früh“ galt von 6 bis 16 Uhr, die der Versorgungsstufe „Abend“ von 16 bis 22 Uhr. Die aufgerufenen Stufen waren für Strom zweistellig und endeten mit der Stufe 38 „Netz in Gefahr“. An die Versorgungsstufen gekoppelt war die Verantwortung jedes planungspflichtigen Abnehmers, für die jeweilige Versorgungsstufe einen Plan zur Leistungsabsenkung zu erarbeiten, der mit dem Aufruf in die Tat umzusetzen war. Bei einer wesentlichen negativen Abweichung der Außentemperatur vom langjährigen Mittelwert waren die Energiekombinate berechtigt, Temperaturstufen aufzurufen, die die planungspflichtigen Abnehmer zur Reduzierung der Bezugsleistung verpflichtete.

Im Rahmen steigender Anteile von Wind und Sonne an der Stromerzeugung und damit ei-

nes fluktuierenden Leistungsangebotes sollten die über das Stufensystem entwickelten Maßnahmen einer Prüfung hinsichtlich der Verwendung einzelner Elemente unterzogen werden.

Maßnahmen zur Durchsetzung der rationellen Energieanwendung

Die Energieverordnung (EnVO) verpflichtete die Betriebe der Wirtschaft, über Betriebs- und Prozessanalysen die betriebliche Energiewirtschaft regelmäßig zu analysieren und die ermittelten energetischen Reserven planmäßig zu erschließen. Besondere Aufmerksamkeit war dabei auf die Nutzung von Anfallenergie (vor allem Abwärme) zu legen, die seit 1981 getrennt zu planen war.

Staatlich geförderte energetische Maßnahmen für kleine und mittlere Unternehmen (KMU) wie der Sächsische Gewerbeenergiepass sollten verbindlicher, die Erfahrungen mit energetischen Betriebs- und Prozessanalysen in der DDR ausgewertet und die Untersuchungen neben Mengeneinsparungen auch auf Maßnahmen zur Lastgangbeeinflussung bei Strom (Maschineneinsatzpläne und regelbare Verbraucher) erweitert werden.

Da bei der Herstellung und Errichtung energieverbrauchender Anlagen und Geräte sowie von Bauwerken oftmals über den Energieeinsatz für Jahrzehnte entschieden wird und in dieser Phase auch die stärkste Einflussnahme auf den Energiebedarf möglich ist, wurde in der DDR die Einhaltung von Normativen des Energieverbrauchs (EVNt) zur gesetzlichen Pflicht. Der Nachweis dafür war durch einen Leistungsversuch gegenüber dem zukünftigen Betreiber zu erbringen. In der DDR wurden so über 550 EVNt ausgearbeitet, bevorzugt für Industrieanlagen wie elektrisch und brennstoffbeheizte Industrieöfen. Auch für Forschungs- und Entwicklungsaufgaben wurden Höchstwerte für den Energieverbrauch in die Pflichtenhefte aufgenommen. Für arbeitsteilig im Rat für gegenseitige Wirtschaftshilfe (RGW) gefertigte energieintensive Anlagen wurden in internationaler Zusammenarbeit einheitliche EVNt erarbeitet und für verbindlich erklärt.

Die bisherige Konzentration der EU auf Mindestforderungen an die Energieeffizienz von

Geräten für den Bevölkerungsbedarf sollten nun auch auf Energieverbrauchsgeräte für die gewerbliche Wirtschaft erweitert werden. Dabei sollten Erfahrungen vor allem aus der Forschungs- und Entwicklungsarbeit und der internationalen Zusammenarbeit zur Erarbeitung von EVNt genutzt werden.

Um bei allen vorhandenen energieintensiven Produktionsanlagen die rationelle Energieanwendung zielgerichtet durchzusetzen, waren für eine Mindestnomenklatur energieintensiver Erzeugnisse und Prozesse technisch-ökonomisch begründete Energieverbrauchsnormen (EVN) auszuarbeiten und jährlich abzurechnen [1]. Das galt für über 100 Erzeugnisse wie Stahl, Glas, Zement, aber auch für Brot, Malz oder Bier. Die EVN waren alle drei Jahre zu überarbeiten. Wurden Anlagen eingesetzt, für die EVNt galten, durfte die EVN den Wert der EVNt nicht übersteigen.

Es sollte im Rahmen der Energiewende zur Sicherung der Energieeinsparziele geprüft werden, Energieverbrauchsnormen (EVN) für eine begrenzte Anzahl Erzeugnisse und Prozesse gesetzlich zu fordern.

Zur Unterstützung der Geschäftsführung bei der Erfüllung der energiewirtschaftlichen Aufgaben forderte das Gesetz die Bildung von Fachorganen für Energetik in wirtschaftsleitenden Organen und energieplanpflichtigen Betrieben. Zu deren Aufgaben gehörten vor allem:

- die Analyse der betrieblichen Energiewirtschaft durch Betriebs- und Prozessanalysen;
- die Sicherung eines stabilen Betriebes der eigenen Energieanlagen;
- die maximale Nutzung eigener Energiequellen, vor allem der Abwärme;
- die Arbeit mit energiewirtschaftlichen Normen und Kennziffern sowie
- die Ausarbeitung und Abrechnung des Energieplanes bei Einhaltung der Normative, Kontingente und Leistungsanteile.

Die Fachorgane waren gemäß der Höhe des Energieverbrauchs mit qualifiziertem Fachpersonal zu besetzen. Zu ihrer Unterstützung waren Energieaktive zu bilden, die sich aus Vertretern der einzelnen Betriebsbereiche zusammensetzten.

Die Fachorgane Energetik waren das Fundament der organisierten energiewirtschaftlichen Arbeit im Betrieb. Ihre verbindliche Einführung in energieintensiven Betrieben und Einrichtungen wird empfohlen. Sie könnten in Personalunion mit den Umweltschutzbeauftragten tätig werden.

Energiewirtschaftliche Qualifizierung

Alle genannten ordnungspolitischen Maßnahmen konnten nur zur Wirkung kommen, wenn sie durch das bewusste Handeln einer Vielzahl von Menschen – Leitern, Forschern, Konstrukteuren, Projektanten, Technologen und Bedienungspersonal energieintensiver Anlagen u. ä. – durchgesetzt wurden. Das wiederum setzt deren energiewirtschaftliche Qualifizierung sowohl hinsichtlich der Motivation als auch der Fachkenntnis voraus. Dafür wurden umfangreiche Maßnahmen durchgeführt, so u. a.:

- die Vermittlung eines energiewirtschaftlichen Minimums in allen naturwissenschaftlichen, technischen und ökonomischen Fachrichtungen an Universitäten, Hoch- und Fachschulen auf Basis eines einheitlichen (vom Verfasser erarbeiteten) Lehrmaterials [2];
- eine spezielle Ausbildung von Hoch- und Fachschulkadern in einer Fachrichtung „Rationelle Energieanwendung“;
- ein Postgradualstudium für nicht energetisch ausgebildete Fachkader in den Fachorganen für Energetik sowie
- Weiterbildungslehrgänge für Energetiker, Projektanten und Konstrukteure.

Darüber hinaus wurden in der Berufsausbildung nach einheitlichen Plänen berufsbezogene energierelevante Inhalte vermittelt. Betriebspersonal an energieintensiven Anlagen wurde in Lehrgängen der Ingenieurorganisation Kammer der Technik arbeitsplatzbezogen geschult. Wie ersichtlich, wurde die energiewirtschaftliche Weiterbildung in großer Breite betrieben. Sie war wesentliche Voraussetzung dafür, dass sich die DDR zum „Energiesparmeister des RGW“ entwickeln konnte (so wurden bspw. die Energiespezialisten für Kuba an der TH Zittau ausgebildet).

Besonders das Aus- und Weiterbildungssystem zur Durchsetzung der rationellen Ener-

gieanwendung in der DDR sollte nach Elementen untersucht werden, die das Erreichen der im Rahmen der Energiewende geforderten hohen Steigerungsraten der Energieeffizienz durch Bildung unterstützen können. Dazu sollte auch der Verein Deutscher Ingenieure (VDI) genutzt werden.

Zur Stimulierung der energiewirtschaftlichen Arbeit konnte beim Vorliegen entsprechender Voraussetzungen eine Urkunde „für vorbildliche energiewirtschaftliche Arbeit“ vergeben werden. Damit ausgezeichnet wurden Kombinate, Betriebe, Einrichtungen und Genossenschaften. Voraussetzung waren beispielgebende Leistungen bei der energetischen Rationalisierung, eine hohe energetische Güte der erzeugten Produkte, aber auch die Erzielung und schnelle Überführung energieeffizienzrelevanter Forschungsleistungen. Auch besondere Leistungen in der Aus- und Weiterbildung auf dem Gebiet der rationellen Energieanwendung waren auszeichnungswürdig (so erhielt auch die TH Zittau diese Auszeichnung). Sie wurde durch den Leiter der Zentralen Energiekommission beim Ministerrat im Rahmen der jährlichen Ministerratsseminare „Rationelle Energieanwendung“ vergeben und war mit einer materiellen Anerkennung verbunden. Nach fünf Jahren war sie erneut zu beantragen.

Die Auszeichnung „für vorbildliche energiewirtschaftliche Arbeit“ führte zu einer breiten Bewegung für rationelle Energieanwendung in der Gesellschaft. Die ausgezeichneten Unternehmen wurden zu Zentren des Erfahrungsaustausches vor Ort. Dieses Modell sollte mit Blick auf die heutige Situation ausgewertet und einzelne Elemente evtl. genutzt werden.

Kontrollmaßnahmen und Sanktionen

Getreu der These Lenins „Vertrauen ist gut, Kontrolle ist besser“ wurde die Energieinspektion geschaffen, die als energiewirtschaftliches Kontrollorgan das Recht besaß, die Einhaltung der auf dem Gebiet der Energiewirtschaft erlassenen gesetzlichen Bestimmungen zu kontrollieren. Sie gliederte sich in die Hauptinspektion und 14 Bezirksinspektionen. Die Kontrollen wurden durch hauptamtliche Energieinspektoren durchgeführt. Die Inspektoren

waren berechtigt, Anlagen, Bauwerke, Räumlichkeiten und Betriebsflächen zur Kontrolle zu betreten sowie Informationen von Leitern, Mitarbeitern und anderen Werk tätigen zu verlangen. Sie konnten Verweise erteilen und Ordnungsstrafen verhängen.

Diese Art der Kontrolle dürfte in der genannten Form für heutige Anwendungen ungeeignet sein. In dem Maße, in dem allerdings Ge- und Verbote (z. B. Glühlampenverkaufsverbot) erlassen werden, sind Kontrollen zur Sicherung der Durchsetzung unerlässlich, wenn sie die erwartete Wirkung erreichen sollen. Aus dieser Sicht könnten auch Erkenntnisse aus der Inspektionstätigkeit der DDR von Interesse sein.

Bei der Verletzung der energiewirtschaftlichen Pflichten konnten Zwangsgelder und Ordnungsstrafen verhängt werden. Das Zwangsgeld konnte für Privatverbraucher bis zu 1 000 Mark, für private Betriebe bis zu 10 000 und für alle anderen bis zu 100 000 Mark betragen. Die fällige Strafzahlung für

die Überschreitung des Verbrauchskontingents war das Fünffache, die für das Leistungskontingent das Zehnfache des durchschnittlichen Industrieabgabepreises [3].

Der Anstieg fluktuierender Stromerzeugung im Rahmen der Energiewende kann zu Versorgungssituationen führen, die sofortige Einschränkungen des Leistungsbezuges bei Strom erfordern, um Flächenabschaltungen und damit hohe volkswirtschaftliche Verluste zu vermeiden. Bei deren Nichteinhaltung dürften gleichfalls Sanktionen bedeutsam werden.

Erfahrungsschatz nutzen

Aus den Ausführungen wird deutlich, dass die DDR in ihrer Ordnungspolitik zur Durchsetzung der rationellen Energieanwendung und Gewährleistung der Versorgungssicherheit den Schwerpunkt in der Wirtschaft gesehen hat. Da bisher in der Bundesrepublik dieser Verbrauchssektor kein ordnungspolitischer Schwerpunkt ist, weil man auf Markt und Wettbewerb setzt, ist zu erwarten, dass

zur Erfüllung der hohen Ziele zur Steigerung der Energieeffizienz und schwieriger werdender Versorgungssicherheit bei Strom im Rahmen der Energiewende auch in diesem Bereich ordnungspolitische Maßnahmen erforderlich werden. Dafür könnte die Auswertung von gesammelten Erfahrungen in der damaligen DDR hilfreich sein.

Quellen

[1] Institut für Energetik (Hrsg.): Gesamtbilanz Energie 1989, Wirtschaftsraum DDR, Leipzig.

[2] Riesner, W.: Rationelle Energieanwendung, VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig 1974 (3. Auflage 1984).

[3] Verordnung über die Energiewirtschaft in der Deutschen Demokratischen Republik – Energieverordnung (EnVO), Gesetzesblatt der DDR, Teil I Nr. 10 vom 15.6.1988.

*Prof. Dr. rer. oec. habil. W. Riesner, Lehrstuhl für Rationelle Energieanwendung 1970-2000, Hochschule Zittau
wilhelmriesner@t-online.de*

Effizient und profitabel.

Kooperative Vermarktung externer Regelenergie.

In Zeiten der GABi Gas ist der wirtschaftliche Einsatz kommunaler Gasspeicher- und Optimierungsanlagen oft nicht mehr gewährleistet. Der Markt für externe Regelenergie bildet eine Alternative, doch der Markteinstieg ist für einzelne Unternehmen meist sehr schwierig. Unser Vorschlag: Lassen Sie uns kooperieren und nutzen Sie hierbei unsere jahrelange Erfahrung und Fachkompetenz. Für eine nachhaltige Sicherung der Werthaltigkeit Ihrer Speicher- und Optimierungsanlagen.

Mehr Informationen unter: www.regelenergie.com

enovos.eu



„Der Umbau des Energiesystems bleibt ein ständiger Optimierungsprozess“

Der Weg Deutschlands in die Energiezukunft ist vorgezeichnet, die wichtigsten Rahmenregelwerke beschlossen. In welchen Bereichen gilt es, höchst anspruchsvolle Aufgaben zu meistern? „et“ hakte bezüglich der zentralen Herausforderungen der deutschen Energiewende beim Energiewissenschaftler Manfred Fishedick vom Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie nach.

„et“: Herr Prof. Fishedick, kurz heraus, wie schätzen Sie den abrupten Richtungswandel bei der Kernenergie in der deutschen Energiepolitik ein?

Fishedick: Vor dem Hintergrund der erst im Herbst 2010 beschlossenen Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke war das ein mutiger Schritt, wenn auch keine Revolution. Wir hatten ja zuvor bereits fast ein Jahrzehnt lang einen Konsens über den Ausstieg aus der Kernenergie. Das Besondere an den jetzigen Beschlüssen ist, dass mit 2022 ein konkretes Ausstiegsjahr festgelegt wurde. Nun kommt es darauf an, die vorliegenden politischen Beschlüsse in die Realität umzusetzen. Das ist eine sehr große Aufgabe, die mit vielen Herausforderungen verbunden ist.

Die wichtigsten Herausforderungen

„et“: Was sind denn für Sie die wichtigsten Herausforderungen der Energiewende in Deutschland?

Fishedick: Es geht ja nicht nur um den Ausstieg aus der Kernenergie, sondern auch um die Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele. Dies zu schaffen, ist zunächst eine technologische Herausforderung: Wie können wir die erneuerbaren Energien in die bestehenden Systeme integrieren? Nehmen wir das Beispiel Stromversorgung. Die Erneuerbaren nehmen heute etwa einen Anteil von 20 % ein. Gegenüber den 4,5 % im Jahr 2000 ist das eine erhebliche Verbesserung, aber wir

streben bis 2050 sogar 80 % bis 100 % an. Für ein solch ambitioniertes Ziel müssen wir die un stetig anfallende Wind- und Solarenergie in den Griff kriegen, die den Löwenanteil leisten müssen.

„et“: Damit das funktioniert, müssen die alten, fossilen und neuen Kraftwerke zusammenpassen.

Fishedick: Richtig. Es geht hier in der Tat um die Herausforderung der Kompatibilität zwischen alt und neu, konventionell fossil und regenerativ. Die großen, fossilen Kraftwerke sind von ihrer Konstruktion her zum Teil auf Dauerbetrieb angelegt, wir brauchen aber in Zukunft Kraftwerke, die flexibel regelbar sind. Zusätzlich müssen die Investitionsstrukturen angepasst werden, die dritte maßgebliche Herausforderung. Die erneuerbaren Energien sind dezentraler aufgestellt als fossile Kraftwerke, heterogener und haben hohe Anfangsinvestitionen, dafür geringere laufende Kosten.

„et“: Dies ist aber nur eine Seite der Medaille. Wie können die erneuerbaren Energien in das Stromsystem integriert werden?

Fishedick: Ganz entscheidend wird es auch sein, die Infrastrukturherausforderung zu meistern. Dabei stellen sich Fragen wie: Kann man in absehbarer Zeit die Netze in dem geforderten Umfang ausbauen? Größere Teilmengen des regenerativen Stroms, speziell bei der Windenergie, werden in Norddeutschland und sogar offshore in

der Ost- und Nordsee erzeugt werden, aber dort liegen nicht die Verbrauchsschwerpunkte. Also müssen Hochspannungsnetze gebaut werden, um Erzeuger und Verbraucher miteinander zu verbinden. Und es braucht perspektivisch neue Stromspeichersysteme sowie ein verbessertes Lastmanagement. Es ist auch zu überlegen, ob es Vorteile bringt, den Strom indirekt zu transportieren, indem man möglicherweise die bestehenden Gasinfrastrukturen als Leitungs- und Speichersystem nutzt.

Nachholbedarf vor allem bei der Akzeptanz

„et“: Gerade beim Leitungsbau formieren sich jedoch Bürgerproteste ...

Fishedick: Deswegen ist vielleicht die Schlüsselherausforderung beim Umbau der Energiesysteme eine gesellschaftspolitische: Wir stecken in einem energiepolitischen Dilemma. Es gibt einen Konsens über den Ausstieg, aber keinen für den Einstieg. Weil der Handlungsdruck steigt, müssen wir dringend aus Bürgerprotesten wie beim Bahnprojekt „Stuttgart 21“ lernen und vor Strukturentscheidungen viel intensiver als bisher mit der Gesellschaft diskutieren. Auch wenn das bei der Umsetzung Zeit kostet. Wir brauchen einen breiten politischen Diskurs und eine besser aufeinander abgestimmte Politik. Wir müssen es schaffen, die unterschiedlichen politischen Ebenen zusammenzubekommen, die europäische immer stärker die Energie- und Klimapolitik bestimmende Ebene, die nationale Ebene und die der Bundesländer, Kommunen und Städte. Alle Ebenen ergreifen Maßnahmen und machen Vorgaben, die bisher aber nicht immer in die gleiche Richtung weisen.

„et“: Haben Sie eine Idee, wie der gesellschaftliche Konsens zu schaffen ist?

Fishedick: Hierfür gibt es leider kein Königsinstrument. Im Sommer 2011, als die großen Energiepakete geschnürt worden sind, hätte man mit den



„In den nächsten Jahren wird sich zeigen, in welcher Größenordnung die Erneuerbaren die Stromsysteme tatsächlich speisen können und welcher Mix es sein wird. Wir werden aufgrund begrenzter eigener Potenziale vermutlich auf Importe angewiesen sein, sei es Wasserkraftstrom aus Skandinavien oder perspektivisch Solarstrom aus Südeuropa oder Nordafrika. Die Kooperation mit den Nachbarländern wird den Aufbau von transnationalen Netzen erfordern. Zudem werden langfristig in erheblichem Umfang Speicherkapazitäten benötigt, die es so nicht gibt. Insofern bleibt der Umbau des Energiesystems ein ständiger Optimierungsprozess.“

Prof. Dr.-Ing. Manfred Fishedick, Vizepräsident Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie

wesentlichen Multiplikatoren quer durch die Gesellschaft sogleich gemeinsam darüber diskutieren müssen, welche Vorstellungen wir eigentlich von unserem Energiesystem der Zukunft haben und welche Eckpfeiler gesetzt werden müssen, wenn man dieses neue Energiesystem aufbauen will. Ich bin überzeugt, dass sich mit einem solchen Konsens, der einen Orientierungsrahmen für alle setzt, auch regionale Konflikte einfacher lösen lassen, die heute bei Kraftwerksbauten, Hochspannungsleitungen oder sogar Windparks bestehen. Es geht bei der Umsetzung um einen breiten partizipativen Prozess. Dafür gibt es bisher keine Blaupausen. Was auf Bundesebene bisher nicht erfolgt ist, soll zumindest in Nordrhein-Westfalen umgesetzt werden. Für die Erstellung des Klimaschutzplanes des Landes soll demnächst ein breiter Diskussionsprozess angestoßen werden.

„et“: Sehen Sie Nachholbedarf auch bei den anderen vorhin genannten Herausforderungen?

Fischedick: Im Bereich der Technologien geschieht eine Menge, insbesondere, was die erneuerbaren Energien selbst anbelangt. Wir haben ein sehr ambitioniertes Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), eine Reihe von spezifischen F&E-Programmen, beispielsweise im Bereich der Speicher, der Elektromobilität oder der Wasserstoffherzeugung und -nutzung. Dringenden Nachholbedarf sehe

„Optimistisch stimmt mich insbesondere auch, dass jetzt viele Energieunternehmen diesen Weg positiv mitgestalten wollen. Der Einbezug dieser vorhandenen Kompetenzen erhöht die Erfolgchancen. Ich bin aber Realist genug, um zu wissen, dass gewaltige Anstrengungen vor uns liegen, nicht nur auf der nationalen Ebene, sondern noch viel mehr auf der internationalen.“

Prof. Dr.-Ing. Manfred Fischedick, Vizepräsident Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie

ich dagegen im Bereich der Energieeffizienz, des zweiten großen Stützpfilers für die Umsetzung der ehrgeizigen Ziele. Da machen wir mit zinsgünstigen Krediten und Informationsprogrammen viel im Gebäudesektor, aber wenig bei der Effizienzsteigerung auf der Stromseite. Wenn man die ambitionierten Ziele der Bundesregierung erreichen will - 10 % weniger Stromverbrauch bis 2020, -25 % bis 2050 -, braucht es auch hier adäquate politische Instrumente und Maßnahmen. Da sollte die Politik mutiger rangehen und rasch, vor allem auch deswegen, weil der überwiegende Anteil der Effizienzmaßnahmen volkswirtschaftlich hoch rentabel ist.

„et“: Welche Instrumenten wären hierfür am geeignetsten?

Fischedick: Im Bereich der Stromnachfrage haben wir 25 %, beim Primärenergieeinsatz sogar deutlich mehr Einsparpotenzial, deren Ausschöpfung den Verbraucher entlasten könnte. Dazu muss man mehr Standards bei Elektrogeräten und bestimmten Produktionstechnologien im gewerblichen und industriellen Bereich setzen.

Sinnvoll wäre auch, dem EEG vergleichbare Anreizsysteme zu schaffen. Ein Energieeinsparfonds etwa, oder auch Einsparverpflichtungen, wie sie in der EU aktuell in der Diskussion sind, könnten die Fantasie des Marktes beflügeln. Ideen und Konzepte gäbe es genug.

„et“: Ist der Bereich der Elektromobilität auf einem besseren Weg?

Fischedick: Da die Elektromobilität ein entscheidender Sektor für den Umbau des Energiesystems und den Klimaschutz ist, bekommt er Rückenwind von der Politik. Aktuell wird zudem eine Mobilitäts- und Kraftstoff-Strategie der Bundesregierung aufgestellt. Das ist wichtig und gut, weil die Kraftstofffrage sehr komplex und mit Infrastruktur-entscheidungen verbunden ist. Allerdings bin ich mir trotz des Namens nicht sicher, ob tatsächlich die ganze Breite des Mobilitätsspektrums angegangen wird. Neben der Diskussion über Kraftstoffe gehören auch der öffentliche Personen-Nahverkehr, die Frage des Mobilitätsbedarfs und seiner Verringerung sowie viele andere, genauso wichtige Aspekte auf die Agenda.



Als Print und ab sofort auch für das iPad als App

ZEITSCHRIFT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT · RECHT · TECHNIK UND UMWELT

Aktuelle Berichte, Analysen, Interviews, Nachrichten und Kommentare zu allen Fragen der Energiewirtschaft – auf diesem Gebiet sind wir Ihre profilierte Fachzeitschrift in Deutschland. Politische, rechtliche und administrative Entwicklungen und die ganze Bandbreite wirtschaftlicher, technischer und ökologischer Trends – ob aus Deutschland oder auch auf europäischer Ebene: Wir informieren Sie hierzu schnell, umfassend und gründlich. Und beleuchten auch bei kontroversen Themen alle Seiten.

Nutzen Sie nun auch online unsere Kompetenz im Energiesektor als Basis für Ihre Entscheidungen – wie bereits mehrere tausend Fach- und Führungskräfte in Wirtschaft, Politik, Verwaltung, Wissenschaft und Forschung, die als Abonnenten unser journalistisches Komplettangebot für die Energiebranche schätzen. Monat für Monat! Seit nunmehr über 60 Jahren!



itunes.apple.com/at/app/et-energienews/id436165759?mt=8

etv energieverlag

et-energie-online.de

„et“: Ist die bei der Energiewende diskutierte Technologievelfalt groß genug, oder gibt es Einschränkungen?

Fischedick: Im Prinzip wissen wir, wie die Energiewende auf der Basis der heute verfügbaren oder absehbaren Technologien erreicht werden kann, zumindest in Deutschland und Europa. Für den globalen Klimaschutz könnte aber eine Technologie notwendig werden, deren Fortentwicklung in Deutschland nur eingeschränkt möglich ist, die Abtrennung und Speicherung von CO₂. Die Einführung der sogenannten CCS-Technologie wird von der EU gefördert, und es gibt über eine entsprechende Richtlinie die Anforderung an Deutschland, das ebenfalls zu tun, und ein CCS-Gesetz zu erlassen. Auf der Ebene der Bundesländer aber auch in der Bevölkerung ist der Widerstand derzeit so groß, dass entsprechende Rahmenbedingungen bisher nicht geschaffen werden konnten.

Strommix und Rohstoffproblematik

„et“: Wie sieht Ihrer Meinung nach der deutsche Strommix der Zukunft aus?

Fischedick: In den nächsten Jahren wird sich zeigen, in welcher Größenordnung die Erneuerbaren die Stromsysteme tatsächlich speisen können und welcher Mix es sein wird. Klar scheint heute nur, dass es langfristig nicht ausschließlich heimische Quellen sein und wir eine Mischung von dezentralen und zentralen Systemen bekommen werden. Wir werden aufgrund begrenzter eigener Potenziale vermutlich auf Importe angewiesen sein, sei es Wasserkraftstrom aus Skandinavien oder perspektivisch Solarstrom aus Südeuropa oder Nordafrika. Die Kooperation mit den Nachbarländern wird den Aufbau von transnationalen Netzen erfordern. Zudem werden langfristig in erheblichem Umfang Speicherkapazitäten benötigt, die es so nicht gibt. Insofern bleibt der Umbau des Energiesystems ein ständiger Optimierungsprozess.

„et“: Wird die Lastenverteilung dabei genügend berücksichtigt?

Fischedick: Direkt oder indirekt werden die Kosten und Lasten beim Verbraucher oder beim Steuerzahler landen. Der Mix an Instrumenten muss das berücksichtigen und soziale Schief lagen möglichst vermeiden. Auch bezüglich der Tragfähigkeit von Zusatzkosten ist eine gesellschaftliche Diskussion erforderlich. Das ist für viele sicherlich ein schwieriger Abwägungsprozess, doch er ist

notwendig, wenn man den momentanen Rückenwind für den Umbau nicht verspielen will.

„et“: Welche Rolle werden die fossilen Energien in diesem mehrstufigen Transformationsprozess spielen?

Fischedick: Allein um die Leistung der Kernkraftwerke zu ersetzen, bleiben Kohlekraftwerke kurz- bis mittelfristig eine wichtige Option, zumal etliche in Bau sind und bald in Betrieb gehen werden. Bei einem weiteren Ausbau der Erneuerbaren haben Gaskraftwerke einige Vorteile: Sie sind schneller zu errichten, haben geringere CO₂-Emissionen und eine große Flexibilität bei der Regelbarkeit. Zudem könnte das Erdgasnetz in vielleicht zehn oder zwanzig Jahren als indirekter Stromspeicher dienen, indem überschüssiger Strom zunächst in Wasserstoff bzw. über eine weitere Reaktion (Methanisierung) in Methan umgewandelt wird. Diese wichtige Option muss man allerdings noch genauer prüfen.

„et“: Steigt durch die stärkere Fokussierung auf Gas nicht die Gefahr einer Abhängigkeit von Importen außerhalb der EU?

Fischedick: Natürlich bleiben Risiken bei der Versorgungssicherheit, die man aus geopolitischen Gründen beachten muss. Ich halte diese aber nicht für ein unüberwindbares Hindernis. Wir haben in den letzten Jahrzehnten mit russischem Gas trotz vielfältiger Diskussionen ganz gute Erfahrungen gemacht und die Gasimportstruktur wird sich weiter diversifizieren, etwa in Form von Flüssiggasimporten, anteiliger Einspeisung von synthetischem Wasserstoff oder Biogas. Die Gesamtmenge an importiertem Gas muss zudem nicht zwingend steigen, da mit Effizienzmaßnahmen im Gebäudereich enorm viel Gas eingespart werden kann.

„et“: Viele Rohstoffe sind aber schon heute knapp. Müsste man dieses Problem nicht intensiver angehen?

Fischedick: Unbedingt, sonst droht die Gefahr, dass wir blindlings in den nächsten Flaschenhals laufen. Einige Solar- und auch einige Einspartetechnologien sind heute im Herstellungsprozess auf seltene Erden und andere Metalle angewiesen. Damit muss man offen umgehen und früh über Recyclingstrukturen oder Materialsubstitutionen nachdenken. Wir am Wuppertal Institut forschen in dieser Richtung. Unterstützt von der Bundesregierung untersuchen wir, welche Materialien knapp oder auch toxisch sind, wie man sie recyceln oder bedenkliche Stoffe sorgsam deponieren

kann. Die Sensibilisierung ist also da, es braucht freilich noch Zeit, bis verlässliche Ergebnisse vorliegen.

Mehr Bewegung im Spiel

„et“: Wie passt denn die deutsche Energiewende ins internationale Umfeld?

Fischedick: Es gibt EU-Mitglieder wie Polen, die gerade beschlossen haben, ein Land der Kernkraft zu werden, was ich offengestanden nicht nachvollziehen kann. In anderen Ländern wiederum intensivieren sich die Diskussionen, wie man ohne Kernkraft auskommen könnte, selbst in Frankreich. Das ist sicherlich auch eine Folge unserer Energiewende-Entscheidungen. Im Bereich der Energieeffizienz allerdings muss man ehrlicherweise sagen, dass wir von der EU vorangetrieben werden, was gut ist, denn so kommt mehr Bewegung ins Spiel. Auch jenseits Europas nehme ich zumindest eine erhöhte Nachdenklichkeit wahr. Japan beispielsweise hat um unseren Rat gebeten, wie man auf Kernkraft verzichten kann, ohne sich von fossilen Energieträgern abhängig zu machen. De facto sind sie jetzt schon auf dem Weg in diese Richtung, da sie nach dem Reaktorunfall von Fukushima kurzfristig zwei Drittel ihrer Kernkraftwerke stilllegen mussten.

„et“: Ist das für Sie ein Grund, all die anstehenden Herausforderungen optimistisch anzugehen?

Fischedick: Ja, ich erkenne nun eine deutliche Bewegung in die Richtung, wie wir und andere wissenschaftlichen Institute sie schon vor zehn und mehr Jahren angemahnt haben. Damals wurde man belächelt, wenn man von 20 % Anteil der Erneuerbaren am Strommix geredet hat. Heute ist der da, aber auch wir selbst haben vielleicht das Tempo der Erneuerbaren unterschätzt. Optimistisch stimmt mich insbesondere auch, dass jetzt viele Energieunternehmen diesen Weg positiv mitgestalten wollen. Der Einbezug dieser vorhandenen Kompetenzen erhöht die Erfolgchancen. Ich bin aber Realist genug, um zu wissen, dass gewaltige Anstrengungen vor uns liegen, nicht nur auf der nationalen Ebene, sondern noch viel mehr auf der internationalen. Der Umbau unserer Energiesysteme ist mitnichten ein Selbstläufer.

„et“: Herr Prof. Fischedick, vielen Dank für das Interview.

Die Fragen stellte André Behr, Wissenschaftsjournalist, Zürich